



Universidad
Carlos III de Madrid



PROYECTO FIN DE CARRERA

DISEÑO Y ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA,
ECONÓMICO–FINANCIERA Y AMBIENTAL DE UNA PLANTA
TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL

TITULACIÓN: INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL MECÁNICA.

DIRECTOR DE PROYECTO: Pedro Acisclo Rodríguez Aumente

ALUMNO: David Donado Cortés

15 de Febrero de 2011



Título: Diseño y estudio de viabilidad técnica, económico – financiera y ambiental de una planta termosolar de receptor central

Autor: David Donado Cortés

Director: Pedro Acisclo Rodríguez Aumente

TRIBUNAL

Presidente: Raquel Lizarte Mayo

Secretario: Antonio Acosta Iborra

Vocal: Daniel García – Pozuelo Ramos

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 15 de Febrero de 2011 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

PRESIDENTE

SECRETARIO

VOCAL



Agradecimientos:

En primer lugar me gustaría dar las gracias a mis padres y hermanos que me han apoyado y aguantado en los momentos difíciles, de más tensión y emoción. Con ellos he sufrido lo que no está escrito. Y por supuesto al resto de mi familia, abuelos y primos.

A todos mis amigos, porque sin todos vosotros, vuestros apuntes y vuestro apoyo, así como los buenos momentos que hemos pasado, no estaría donde estoy.

Y a Pilar, porque tu apoyo ha sido muy importante para mí, que los últimos días lo has pasado igual o peor que yo. Y por su puesto a su familia.

Gracias.



Resumen:

Con la necesidad de contribuir a la mitigación del cambio climático y buscar alternativas a los recursos tradicionales agotables, se presenta este proyecto cuyo objetivo es conocer la situación actual de los sistemas de producción de energía actual y proponer una alternativa a estas energías tradicionales. Dentro de las energías renovables, se desarrollará las plantas termosolares de receptor centra, dando a conocer las principales consideraciones que hay que tener en cuenta para su diseño y la viabilidad de estas plantas desde el punto de vista técnico, económico – financiero y ambiental.

Índice:

| | |
|--|--------|
| • CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN | Pág.12 |
| - 1.1. Sistemas de producción de energía | Pág.12 |
| ▪ 1.1.1. Energías fósiles | Pág.13 |
| ▪ 1.1.2. Energía nuclear | Pág.14 |
| ▪ 1.1.3. Energías renovables | Pág.15 |
| - 1.2. Impacto ambiental | Pág.27 |
| - 1.3. Situación actual de los sistemas de producción de energía | Pág.28 |
| • CAPÍTULO 2: PLANTA TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL | Pág.33 |
| - 2.1. Historia | Pág.33 |
| - 2.2. Descripción | Pág.35 |
| - 2.3. Componentes | Pág.38 |
| ▪ 2.3.1. Helióstatos | Pág.38 |
| ▪ 2.3.2. Torre | Pág.41 |
| ▪ 2.3.3. Receptor | Pág.41 |
| ▪ 2.3.4. Sistemas de control | Pág.43 |
| ▪ 2.3.5. Almacenamiento e hibridación | Pág.43 |
| ▪ 2.3.6. Ciclo | Pág.45 |
| ▪ 2.3.7. Sistemas de conversión a la red | Pág.47 |
| - 2.4. Legislación | Pág.49 |
| - 2.5. Plantas de gran interés | Pág.52 |
| ▪ 2.5.1. PS10 | Pág.52 |
| ▪ 2.5.2. PS20 | Pág.54 |
| ▪ 2.5.3. GEMASOLAR | Pág.55 |
| - 2.6. Consideraciones en el diseño | Pág.56 |
| ▪ 2.6.1. Localización y emplazamiento | Pág.56 |
| ▪ 2.6.2. Dimensionado y cálculo estructural del helióstato | Pág.57 |
| ▪ 2.6.3. Condiciones límites de operación de helióstatos | Pág.58 |

| | |
|--|---------|
| ▪ 2.6.4. Orientación de helióstatos | Pág.59 |
| ▪ 2.6.5. Pérdidas | Pág.60 |
| ▪ 2.6.6. Campo circular o campo norte | Pág.72 |
| ▪ 2.6.7. Receptor | Pág.73 |
| ▪ 2.6.8. Almacenamiento | Pág.78 |
| ▪ 2.6.9. Tren de generación de vapor y ciclo de potencia | Pág.80 |
| ▪ 2.6.10. Gestionabilidad y aspectos de integración a la red | Pág.82 |
| | |
| • CAPÍTULO 3: DESARROLLO DEL CICLO DE POTENCIA DE LA PS10 | Pág.84 |
| | |
| - 3.1. Instalaciones de potencia a partir de vapor | Pág.85 |
| - 3.2. Principales parámetros de estudio | Pág.87 |
| - 3.3. Desarrollo y justificación del problema | Pág.89 |
| ▪ 3.3.1. Ciclo ideal | Pág.89 |
| ▪ 3.3.2. Ciclo con las principales irreversibilidades y pérdidas | Pág.93 |
| ▪ 3.3.3. Comparación de ambos ciclos. Conclusiones | Pág.97 |
| ▪ 3.3.4. Otras alternativas al ciclo de vapor | Pág.97 |
| | |
| • CAPÍTULO 4: ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICO-FINANCIERA | Pág.100 |
| | |
| - 4.1. Inversión del campo solar | Pág.104 |
| - 4.2. Inversión del almacenamiento de sales | Pág.105 |
| - 4.3. Inversión de la isla de potencia | Pág.106 |
| ▪ 4.3.1. Equipos mecánicos | Pág.107 |
| - 4.4. Estudio económico – financiero | Pág.108 |
| | |
| • CAPÍTULO 5: ESTUDIO DE VIABILIDAD AMBIENTAL | Pág.113 |
| | |
| - 5.1. Fase de construcción de las instalaciones | Pág.115 |
| - 5.2. Fase de funcionamiento de las instalaciones | Pág.116 |
| - 5.3. Valoración de impactos | Pág.117 |
| ▪ 5.3.1. Fase de construcción | Pág.118 |
| ▪ 5.3.2. Fase de explotación | Pág.120 |
| - 5.4. Interpretación de los resultados | Pág.121 |
| - 5.5. Medidas protectoras, correctoras y compensatorias. Programa de vigilancia ambiental | Pág.123 |
| - 5.6. Documento de síntesis | Pág.127 |
| | |
| • CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES | Pág.128 |
| | |
| • CAPÍTULO 7: BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS | Pág.130 |

Índice de figuras:

| | |
|---|--------|
| Figura 1 – Paneles fotovoltaicos | Pág.16 |
| Figura 2 – Esquema de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos | Pág.17 |
| Figura 3 – Esquema de funcionamiento de los colectores de placa plana | Pág.18 |
| Figura 4 – Principales tecnologías de concentración, CP, CLF, RC y DP | Pág.18 |
| Figura 5 – Espejo cilindro – parabólico | Pág.19 |
| Figura 6 – Esquema de funcionamiento de canales parabólicos | Pág.19 |
| Figura 7 – Planta de receptor central | Pág.20 |
| Figura 8 – Disco parabólico | Pág.21 |
| Figura 9 – Esquema de funcionamiento de disco parabólico | Pág.21 |
| Figura 10 – Concentradores lineales de Fresnel | Pág.22 |
| Figura 11 – Aerogeneradores | Pág.23 |
| Figura 12 – Esquema de funcionamiento de aerogeneradores | Pág.23 |
| Figura 13 – Presa | Pág.24 |
| Figura 14 – Sistema de aprovechamiento de olas y mareas | Pág.25 |
| Figura 15 – Situación de las energías fósiles | Pág.28 |
| Figura 16 – Situación de la energía nuclear | Pág.29 |
| Figura 17 – Proporción de consumos de energía primaria | Pág.30 |
| Figura 18 – Situación eólica en España | Pág.30 |
| Figura 19 – Situación termosolar en España | Pág.31 |
| Figura 20 – Energías renovables en el contexto energético | Pág.31 |

| | |
|---|--------|
| Figura 21 – Proceso de obtención de energía solar | Pág.35 |
| Figura 22 – Esquema de funcionamiento de planta de receptor central con agua como fluido primario | Pág.36 |
| Figura 23 – Esquema de funcionamiento de planta de receptor central con sales fundidas como fluido primario | Pág.36 |
| Figura 24 – Ciclo de agua / vapor | Pág.37 |
| Figura 25 – Planta termosolar PS20 | Pág.37 |
| Figura 26 – Planta solar TWO, en Barstow (California) | Pág.39 |
| Figura 27 – Planta Solar de Almería (PSA) | Pág.40 |
| Figura 28 – PS10 y PS20, en Sevilla (España) | Pág.40 |
| Figura 29 – Torre | Pág.41 |
| Figura 30 – Tipos de receptor | Pág.42 |
| Figura 31 – Tanques de almacenamiento de la central ANDASOL 1 | Pág.43 |
| Figura 32 – Ciclo Rankine | Pág.45 |
| Figura 33 – Esquema de funcionamiento del ciclo de la PS10 (Sevilla, España) | Pág.46 |
| Figura 34 – Esquema de funcionamiento del ciclo de GEMASOLAR (Sevilla, España) | Pág.46 |
| Figura 35 – Transformadores | Pág.47 |
| Figura 36 – Líneas de distribución de electricidad | Pág.48 |
| Figura 37 – PS10, Sevilla, España | Pág.52 |
| Figura 38 – Generación de electricidad anual de la PS10 en 2008 | Pág.53 |
| Figura 39 – PS20, Sevilla, España | Pág.54 |
| Figura 40 – Recreación digital de la futura planta GEMASOLAR | Pág.55 |
| Figura 41 – Evolución del error de predicción | Pág.56 |
| Figura 42 – Radiación solar en Europa | Pág.57 |
| Figura 43 – Helióstato tipo CASA | Pág.58 |
| Figura 44 – Orientación de heliostatos | Pág.59 |
| Figura 45 – Factor coseno | Pág.61 |
| Figura 46 – Rendimiento de coseno gamma 1 | Pág.61 |



| | |
|--|---------|
| Figura 47 – Rendimiento de coseno gamma 2 | Pág.62 |
| Figura 48 – Rendimiento de coseno gamma 3 | Pág.62 |
| Figura 49 – Rendimiento de coseno gamma 4 | Pág.63 |
| Figura 50 – Sombras y bloqueos | Pág.64 |
| Figura 51 – Rendimiento sombras y bloqueos 1 | Pág.64 |
| Figura 52 – Rendimiento sombras y bloqueos 2 | Pág.65 |
| Figura 53 – Rendimiento sombras y bloqueos 3 | Pág.65 |
| Figura 54 – Rendimiento pérdidas en la transmisión a través de la atmósfera | Pág.66 |
| Figura 55 – Factor de desbordamiento | Pág.66 |
| Figura 56 – Rendimiento factor desbordamiento 1 | Pág. 67 |
| Figura 57 – Rendimiento factor desbordamiento 2 | Pág.67 |
| Figura 58 – Rendimiento factor desbordamiento 3 | Pág.68 |
| Figura 59 – Rendimiento factor desbordamiento 4 | Pág.68 |
| Figura 60 – Potencia de apertura 1 | Pág. 69 |
| Figura 61 – Potencia de apertura 2 | Pág.70 |
| Figura 62 – Potencia de apertura 3 | Pág.70 |
| Figura 63 – Potencia de apertura 4 | Pág.71 |
| Figura 64 – Balance energético de una planta de receptor central | Pág.71 |
| Figura 65 – Comparación para una planta de 70 MWe con diseños de campo norte y circular | Pág.72 |
| Figura 66 – Coseno gamma en las distas partes de un campo de una planta de 140 MWe con una o cuatro torres | Pág.73 |
| Figura 67 – Receptores de tubos y volumétricos | Pág.74 |
| Figura 68 – Funcionamiento receptor de tubos | Pág.74 |
| Figura 69 – Funcionamiento receptor volumétrico | Pág.75 |
| Figura 70 – Fallo de receptor volumétrico | Pág.75 |
| Figura 71 – Reparto de caudal en el receptor | Pág.76 |
| Figura 72 – Temperatura frente al parámetro de soplado | Pág.76 |

| | |
|--|---------|
| Figura 73 – Receptor volumétrico en laboratorio | Pág.77 |
| Figura 74 – Radiación en el foco y distribución de temperaturas del aire tras el absorbedor | Pág.77 |
| Figura 75 – Evolución temporal de temperaturas y respuestas a excitaciones | Pág.77 |
| Figura 76 – Imagen infrarroja de panel receptor de sales en torre CESA – 1 | Pág.78 |
| Figura 77 – Medida infrarroja del receptor PS10 durante la fase de puesta en marcha desde tres puntos de observación del campo | Pág.78 |
| Figura 78 – Esquema de tren de generación de vapor | Pág. 80 |
| Figura 79 – Curva de degradación de turbina | Pág.81 |
| Figura 80 – Centro de control de régimen especial | Pág.82 |
| Figura 81 – Condensador de flujo cruzado | Pág.86 |
| Figura 82 – Calor transferido en condensador | Pág.86 |
| Figura 83 – Principales transferencias de calor y trabajo en ciclo | Pág.87 |
| Figura 84 – Esquema de funcionamiento de la PS10 | Pág.89 |
| Figura 85 – Diagrama T – s ciclo ideal | Pág.90 |
| Figura 86 – Diagrama T – s con principales irreversibilidades y pérdidas | Pág.94 |
| Figura 87 – Sistema abierto o sistema cerrado | Pág.98 |
| Figura 88 – Ciclo Brayton | Pág.99 |
| Figura 89 – Localización de planta | Pág.101 |
| Figura 90 – Escenarios de evolución de costes de la electricidad | Pág.103 |
| Figura 91 – Inversión del campo solar | Pág.104 |
| Figura 92 – Inversión del almacenamiento de sales | Pág.105 |
| Figura 93 – Inversión de la isla de potencia | Pág.106 |
| Figura 94 – Inversión de los equipos mecánicos | Pág.107 |

Índice de tablas:

| | |
|---|---------|
| Tabla 1 – Previsión MW nuevos conectados a la red | Pág.31 |
| Tabla 2 – Historia de plantas termosolares | Pág.34 |
| Tabla 3 – Tarifas y primas de la orden ITC 3802/2008 (Valores vigentes a partir del 1 de enero de 2009) | Pág.50 |
| Tabla 4 – Descripción general de la PS10 | Pág. 52 |
| Tabla 5 – Descripción general de la PS20 | Pág.54 |
| Tabla 6 – Descripción general de GEMASOLAR | Pág. 55 |
| Tabla 7 – Características de gases | Pág.98 |
| Tabla 8 – Desglose de la inversión del campo solar | Pág.104 |
| Tabla 9 – Desglose de la inversión del almacenamiento de sales | Pág.105 |
| Tabla 10 – Desglose de la inversión de la isla de potencia | Pág.106 |
| Tabla 11 – Desglose de la inversión de los equipos mecánicos | Pág.107 |
| Tabla 12 – Costes 1 | Pág.109 |
| Tabla 13 – Costes 2 | Pág.110 |
| Tabla 14 – Matriz de impactos | Pág.114 |
| Tabla 15 – Aspectos de valoración 1 | Pág.114 |
| Tabla 16 – Aspectos de valoración 2 | Pág.114 |
| Tabla 17 – Matriz de Leopold | Pág.118 |
| Tabla 18 – Valoración de aspectos en la fase de construcción | Pág.119 |
| Tabla 19 – Valoración de aspectos en la fase de explotación | Pág.120 |

Capítulo 1:

Introducción

1.1. Sistemas de producción de energía

Para la Física, la energía es la capacidad potencial que tienen los sistemas para producir trabajo o calor, y se manifiesta mediante un cambio. Por lo tanto, la energía es y ha sido de vital importancia para el desarrollo y evolución de la especie humana, que ha utilizado las fuentes de energía a su alcance para obtener trabajo o calor.

Existen distintos tipos de sistemas de producción de energía. Se expondrán con carácter general para mostrar el amplio sector de los sistemas de producción de energía en la situación actual, entre los que se encuentran las plantas termosolares de receptor central. Se realiza una clasificación inicial según su finitud, entre las que se encuentran:

- Energías no renovables.
- Energías renovables.

Las energías no renovables son finitas, es decir, su consumo disminuye las existencias disponibles. Las energías renovables tienen su origen en la energía procedente del Sol y se disipan a través de los ciclos naturales. Entre las energías no renovables se distinguen los

combustibles fósiles y nucleares, mientras que todas las restantes se engloban dentro de las energías renovables. Así, se muestra una nueva clasificación más detallada:

- Energías fósiles
- Energía nuclear
- Energías renovables.

A continuación se desarrollará brevemente cada uno de estos tipos de producción de energía.

1.1.1. Energías fósiles

Las energías fósiles proceden de grandes cantidades de materia orgánica que se acumularon en grandes cavidades, fondo de ciénagas y mares poco profundos. Así, fueron sepultadas por capas de sedimentos donde se encontraban sometidos a grandes presiones y temperaturas durante millones de años. Se distinguen el carbón, petróleo y gas natural. Común a estos tres tipos de energías fósiles, existen una serie de ventajas e inconvenientes:

- Ventajas:
 - Fácil accesibilidad y extracción.
 - Más económica que las demás fuentes.
 - Elevado rendimiento y usos de los productos.
 - Facilidad de almacenamiento y transporte.
- Inconvenientes:
 - Producción de gases tóxicos y de gases que provocan el efecto invernadero.
 - Son energías no renovables, por lo que sus reservas están disminuyendo continuamente, cada vez a un ritmo mayor.
 - A medida que se agotan aumenta su precio, factor que marca el desarrollo de los países.

Carbón

Se trata del primero de los combustibles fósiles en explotarse y durante muchos años constituyó la base del sistema energético de los países industrializados. El carbón es una roca sedimentaria que contiene entre un 40% y un 90% de carbono en peso. Los métodos de extracción del carbón son subterráneos y a cielo abierto. Sus reservas son mucho más abundantes que las del petróleo o las del gas natural y están distribuidas de forma más homogénea por el mundo. Las principales ventajas son: abundante, seguro (es estable y por lo tanto seguro para su transporte, almacenamiento y utilización), limpio (usando las tecnologías de combustión de carbón pulverizado, carbón gasificado o de lecho fluidizado se puede quemar carbón reduciendo la aparición del NO_x) y económico (es competitivo a nivel mundial para la generación de electricidad). Las principales desventajas son: su difícil extracción, dificultad de una combustión limpia y eficiente y su poder calorífico, que es inferior al de los otros combustibles fósiles (oscila entre 8 y 30 MJ/kg).

Entre sus aplicaciones más frecuentes destaca la generación de electricidad en centrales, en la industria siderúrgica y en la fabricación de cemento.

Petróleo

Compuesto químico de origen orgánico que se extrae de la superficie terrestre, cuya composición es una mezcla de hidrocarburos. Los hidrocarburos están formados por carbono (siendo la composición media del petróleo un 85%), hidrógeno (12%) y oxígeno, nitrógeno y azufre (3%). Una de las ventajas más importantes es su gran poder calorífico, en torno a 42 MJ/kg .

El petróleo en bruto no tiene utilización, sino sus derivados que se obtiene por su refinamiento, ofreciendo una amplia variedad de productos, entre los que destacan la gasolina, el queroseno, el asfalto...

El petróleo es la fuente de energía más importante de nuestra sociedad y economía actual. Es el recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo. Además de las distintas aportaciones de sus productos que se emplean a diario en la vida cotidiana.

Gas natural

Su principal constituyente es el metano, que oscila entre el 75% y el 95% del volumen de la mezcla. Se encuentra mezclado con otros hidrocarburos gaseosos (etano, butano y propano) y partículas (de nitrógeno, dióxido de carbono, helio y argón), cuyas proporciones son inferiores a las de metano. Tiene un gran poder calorífico, alrededor de los 40 MJ/kg .

El gas natural se utiliza para producción de energía térmica directa (calefacción, etc.) y en las plantas de producción de energía eléctrica de ciclo combinado. Como combustible se emplea por su gran poder calorífico, por ser su combustión regulable y limpia, produciendo escasa contaminación. De ahí su continua investigación como fuente energía en motores alternativos, por ejemplo. Como materia prima se usa para la fabricación de amoníaco, metano y las materias primas de la industria petroquímica.

1.1.2. Energía nuclear

Es aquella fuente de energía que se libera como resultado de una reacción nuclear. En el año 2000 representaba casi el 20% de la electricidad que se producía. Es la que presenta mayor polémica (aunque no emita CO_2 a la atmósfera), por ello su crecimiento se ha visto detenido en Europa y Norteamérica.

La reacción nuclear implica cambios en los átomos en dos formas distintas:

- La fisión nuclear: de forma sencilla, el procedimiento consiste en que un átomo de un elemento determinado se rompe, fisión, al recibir un neutrón adicional, para producir dos átomos más pequeños liberando energía térmica y dos o tres neutrones capaces de inducir la fisión de otros núcleos adicionales. Con el calor producido se calienta agua, que al evaporarse mueve las turbinas y que generan energía eléctrica. La mayor parte de los reactores nucleares son de este tipo de reacción y emplean uranio 235 y 238. El resultado es una energía limpia. El principal inconveniente son los residuos que se generan que si no se trata con seguridad podrían generar situaciones catastróficas.
- La fusión nuclear: Es la fuente de la gran cantidad energía emitida por el Sol y las estrellas. El principio básico es la unión, fusión, entre los núcleos de isótopos atómicos. En el proceso se liberan grandes cantidades de energía. Actualmente no es una fuente de energía viable comercialmente. Es una energía limpia que genera una cantidad muy pequeña de residuos.

1.1.3. Energías renovables

Las energías renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables. Todas ellas tienen su origen en el Sol. El Sol genera calor que provoca en la Tierra las diferencias de presión que dan lugar a los vientos (energía eólica), ordena el ciclo del agua (energía hidráulica), sirve para que las plantas puedan realizar la fotosíntesis, vivir y crecer (biomasa), etc. Y así con todas ellas que se detallarán a continuación. Las principales ventajas de las energías renovables son:

- No producen emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- No generan residuos de difícil tratamiento.
- Son inagotables.
- Son autóctonas.
- Evitan dependencia con el exterior.
- Han permitido a España desarrollar tecnologías propias.

Los distintos tipos de energías renovables son: solar, eólica, hidráulica, biomasa, marina, geotérmica y otras fuentes secundarias de energía, como el hidrógeno. El funcionamiento general de cada uno se explica a continuación:

Energía solar

La energía solar es la energía radiante producida en el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión. Llegan a la Tierra en cuantos de energía llamados fotones. La cantidad de energía que se recibe del sol anualmente se estima en $1,49 \cdot 10^8 \text{ KWh}$. Se trata de una energía limpia que procede de una fuente inagotable. Las principales desventajas de la energía

solar son que el nivel de radiación fluctúa de una zona a otra y de una estación del año a otra, y que para conseguir energía solar a gran escala se necesitan grandes zonas de terreno.

Las formas de aprovechamiento de la energía solar son dos:

- Energía solar fotovoltaica.
- Energía solar térmica (dentro de éste se distinguen a baja, media y alta temperatura).

➤ ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Una instalación de este tipo tiene como objeto producir electricidad directamente a partir de la radiación solar. El elemento principal de estas instalaciones son los módulos fotovoltaicos, que están formados por células solares asociadas entre sí para ofrecer las condiciones eléctricas requeridas para la aplicación de que se trate. Las células solares son las encargadas de la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua. En la Figura 1 se observan paneles fotovoltaicos de una planta comercial.



Figura 1 Paneles fotovoltaicos

Los módulos no tienen que estar en zonas de sombra ya que éstos no captarán radiación directa, por lo que se estarán infrautilizando. En España, la orientación sur del módulo es la que produce más electricidad y la inclinación óptima es la que coincide con la latitud del lugar menos 10 grados aproximadamente. Asimismo la mayor parte de los campos de captadores solares fotovoltaicos están dotados de sistemas de orientación continua (en uno o en dos ejes) para maximizar la captación de energía solar.

La energía solar fotovoltaica se emplea para aplicaciones tradicionales, como el suministro eléctrico en emplazamientos de difícil acceso para la red eléctrica o áreas de difícil abastecimiento; aplicaciones conectadas a la red, a través de centrales de potencia; y aplicaciones singulares, como en los satélites artificiales.

Un esquema del funcionamiento de este tipo de energía es el que se muestra en la Figura 2:

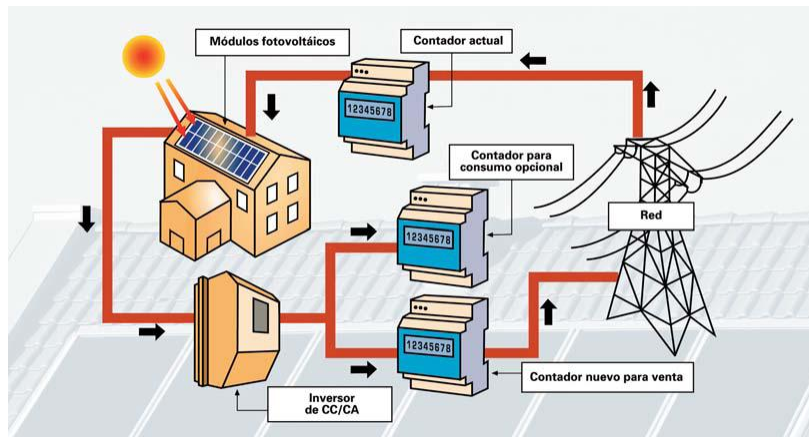


Figura 2 Esquema de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos

➤ ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

La energía solar térmica se basa en el efecto térmico producido por la luz solar. La naturaleza de la energía solar hace posible que el hombre la utilice directamente mediante diferentes dispositivos artificiales que concentran los rayos solares y transfieren la energía a los fluidos que le interesan.

Se distinguen dos clases en función del nivel de temperatura alcanzado:

- $T < 120^{\circ}\text{C}$.
- $T > 120^{\circ}\text{C}$.

La energía solar térmica que emplea fluidos a baja temperatura ($T < 120^{\circ}\text{C}$) se obtiene por medio de **colectores de placa plana**. Su funcionamiento, de forma general, consiste en que estos colectores interceptan la radiación solar en una placa de absorción por la que pasa el fluido portador. Este fluido se calienta al atravesar los canales por transferencia de calor desde la placa de absorción. Así se puede conseguir calentar los fluidos portadores hasta unos 82°C y obtener entre el 40 y 60 % de eficiencia o rendimiento.

Las aplicaciones de estos sistemas de colectores son la producción de agua caliente sanitaria y para calefacción. Un esquema que explica el funcionamiento de colectores de placa plana es el que se muestra en la Figura 3.

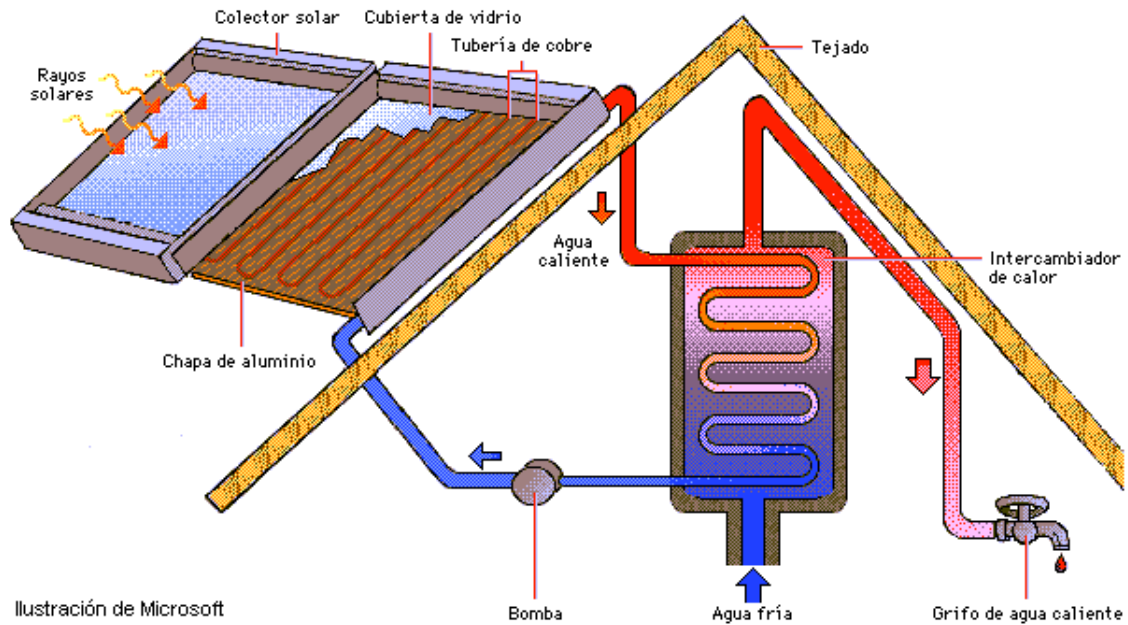


Figura 3 Esquema de funcionamiento de colectores de placa plana

Los sistemas que emplean trabajan con fluidos a temperaturas superiores a los 120°C son los denominados “Sistemas Termosolares de Concentración” (STSC), que utilizan la tecnología basada en la transformación de la componente directa de la radiación solar en energía térmica a alta temperatura, y esta energía térmica en electricidad y/o calor, bien para su utilización inmediata o bien como energía almacenable en forma de calor o en forma química. En todos los casos, se emplean concentradores basados en espejos o lentes. Todos los tipos de sistemas que emplean estas tecnologías son los que se muestran en la Figura 4 y que se desarrollará su funcionamiento de forma general a continuación.

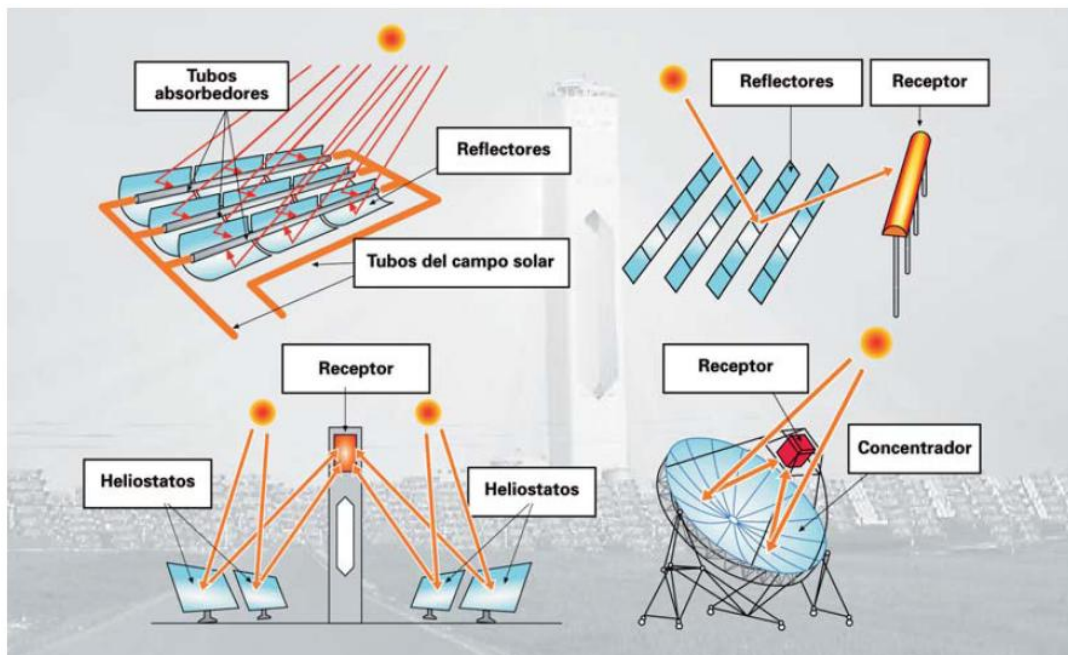


Figura 4 Principales tecnologías de concentración, CP, CLF, RC y DP

- Canales parabólicos

El canal parabólico (CP), está compuesto básicamente por un espejo cilindro – parabólico (Figura 5) que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo receptor colocado en la línea focal de la parábola, donde se sitúa el absorbedor, alcanzándose hasta 400°C. En el absorbedor se produce la transformación en energía térmica, que se transfiere a un ciclo de potencia (vapor en la mayoría de los casos) en el que se obtiene el trabajo que se transforma en electricidad y/o calor.

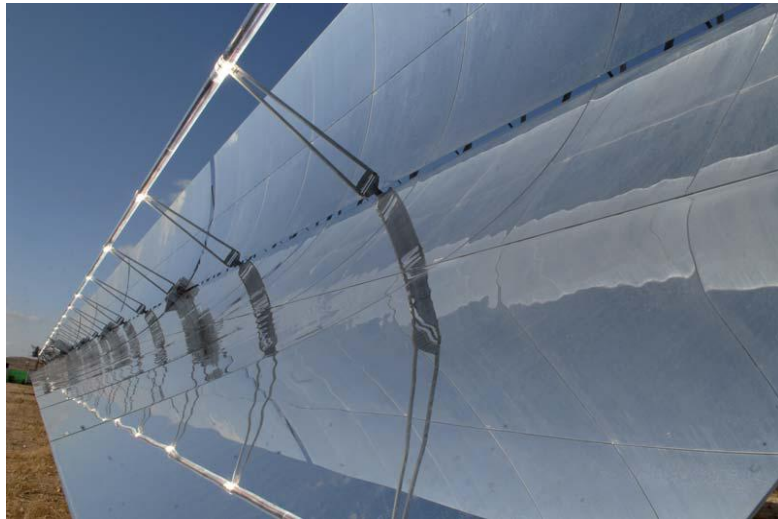


Figura 5 Espejo cilindro - parabólico

Un esquema del funcionamiento de un sistema de canal parabólico es el que se muestra en la Figura 6:

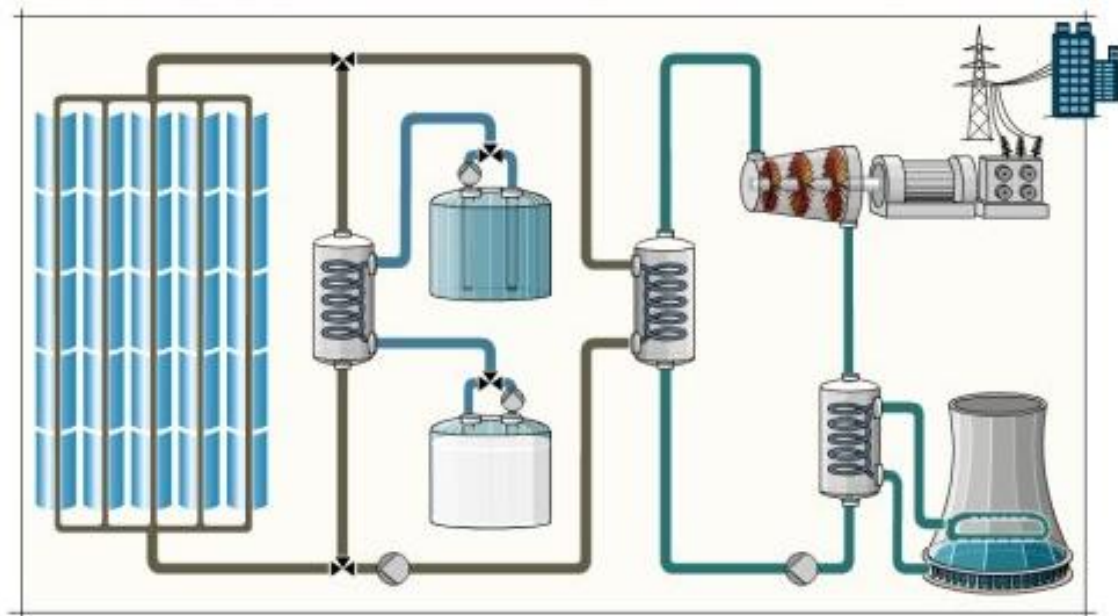


Figura 6 Esquema de funcionamiento de canales parabólicos

- Receptor central

En este tipo, el sistema está formado por un conjunto de espejos móviles (helióstatos) que redirige la radiación solar a un absorbedor, situado normalmente en la parte alta de una torre, donde se produce la transformación en energía térmica (Figura 7). Así se pasa a un ciclo de potencia, donde la energía se transforma en trabajo y posteriormente en electricidad. Este tipo de energía solar térmica se desarrollará en profundidad en los capítulos posteriores, con el fin de determinar la viabilidad de este tipo de aprovechamiento de la energía solar.



Figura 7 Planta de receptor central

Un esquema del funcionamiento de una planta termosolar de receptor central se mostrará en los capítulos posteriores, puesto que hay que describir previamente los tipos de fluido de trabajo que puede emplear cada planta.

- Disco parabólico

Los sistemas de discos parabólicos (Figura 8) se componen de un reflector o un conjunto de reflectores con forma de paraboloide, un receptor situado en el foco del reflector, un motor térmico y un sistema de generación eléctrica. La radiación solar incide sobre los reflectores paraboloides, concentrándola en el receptor alcanzándose temperaturas entre 650 y 800°C, donde se convierte en energía térmica que permite generar electricidad en el sistema generador.



Figura 8 Disco parabólico

Un esquema que muestra el funcionamiento de este tipo de sistemas es el de la Figura 9:

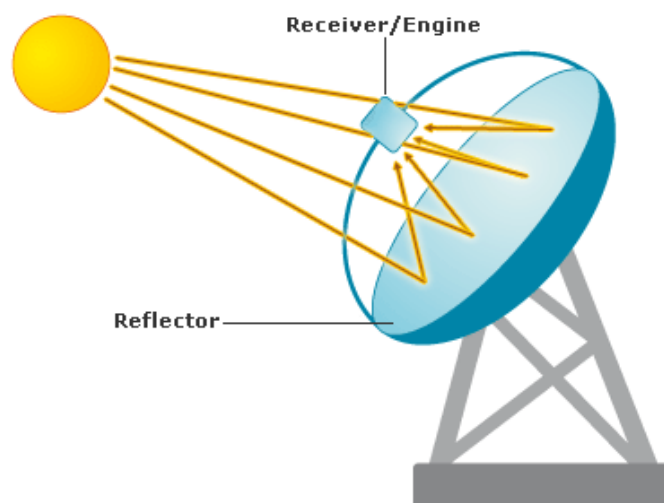


Figura 9 Esquema de funcionamiento de disco parabólico

- Concentradores lineales de fresnel

Este sistema de aprovechamiento de la energía solar es una alternativa a bajo coste a los sistemas de canal parabólico. Está compuesto por largas filas paralelas de espejos de anchura relativamente pequeña que puede girar alrededor de su eje longitudinal. Así, concentran la radiación solar sobre un receptor (similar al de canales parabólicos) central fijo suspendido a una cierta altura sobre los planos de los espejos. Su capacidad de concentración relativamente baja, trabajando a temperaturas inferiores a las del cilindro - parabólicos, limita su rendimiento energético. Un ejemplo de este tipo de sistema en funcionamiento es el que se muestra en la Figura 10:



Figura 10 Concentradores lineales de Fresnel

Energía eólica

El viento es consecuencia de la radiación solar. La diferencia de radiación solar entre unos puntos y otros de la Tierra, genera diferentes áreas térmicas provocando diferencia de densidad de aire, lo que se traduce en diferencias de presión. Así, el aire – como todo gas – se mueve de las zonas de alta presión a las de baja presión, provocando el desplazamiento que origina el viento.

Para el aprovechamiento de la energía eólica se emplean aerogeneradores. El viento mueve las hélices de los aerogeneradores y mediante un sistema mecánico se hace girar el rotor de un generador, que produce electricidad. Para que su instalación resulte rentable, se suelen agrupar en parques eólicos, como se muestran en la Figura 11.



Figura 11 Aerogeneradores

Para aprovechar la energía eólica es importante conocer las variaciones diurnas y nocturnas y estacionales de los vientos, la variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo, la entidad de ráfagas en espacios breves de tiempo y máximos valores ocurridos en series históricas de datos.

La Figura 11 muestra un esquema del funcionamiento de los aerogeneradores:

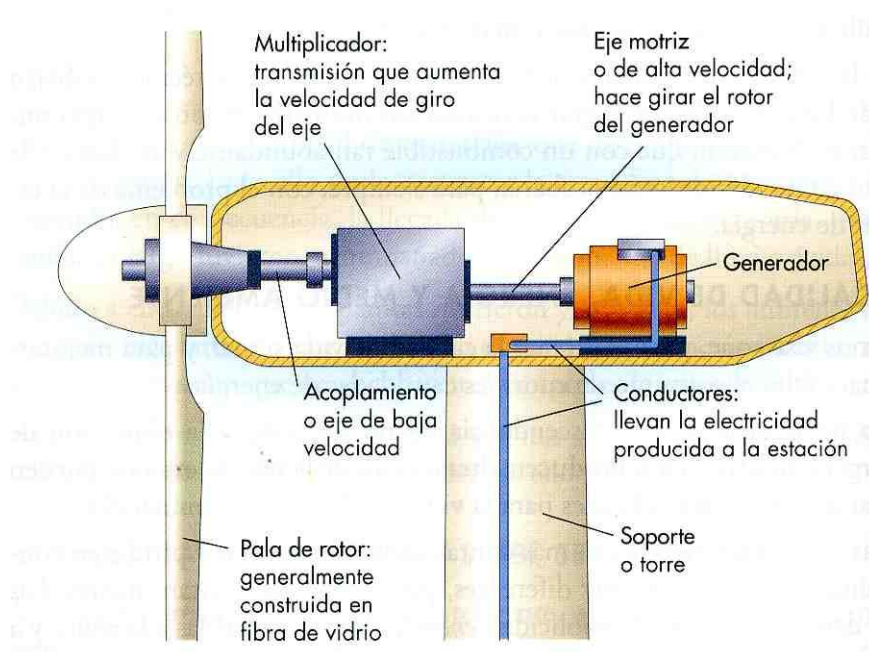


Figura 12 Esquema de funcionamiento de aerogeneradores

Energía hidráulica

Su origen es el Sol porque es el que actúa sobre el ciclo hidrológico. Consiste en aprovechar la caída del agua desde una cierta altura. Así, la energía potencial durante la caída se convierte en energía cinética. El agua pasa por las turbinas a gran velocidad, provocando un movimiento de rotación que por medio de unos generadores, se transforma en electricidad.

El aprovechamiento de la energía hidráulica se realiza en ríos, donde se construyen presas que regulan y conducen el caudal para su mejor explotación. Esto produce un gran impacto ambiental en la naturaleza (en la fertilidad de la tierra, fauna y flora), pero evita posibles desbordamientos de los ríos. La Figura 13 muestra una presa donde se aprovecha la energía hidráulica.



Figura 13 Presa

Biomasa

La biomasa es toda sustancia orgánica renovable de origen tanto animal como vegetal. La energía de la biomasa proviene de la energía que almacenan los seres vivos. Los vegetales al realizar la fotosíntesis, utilizan la energía del Sol para formar sustancias orgánicas. Después los animales incorporan y transforman esa energía al alimentarse de las plantas. Los productos de dicha transformación, que se consideran residuos, pueden ser utilizados como recurso energético. La biomasa se clasifica en: biomasa natural, residual seca y húmeda y los cultivos energéticos. De las aplicaciones de la biomasa, destaca los biocombustibles.

Los **biocombustibles** permiten alimentar los motores que emplean actualmente gasolina y diesel. Los motores de gasolina son propulsados con bioalcoholes y los de diesel con bioaceites.

Energía marina

Parte de la energía contenida en la radiación solar que incide sobre la superficie de la Tierra es absorbida por el mar. Como los océanos actúan tanto como sistemas captadores como acumuladores de energía, muestran varios tipos de aprovechamiento de la energía como los gradientes térmicos, corrientes de agua y el fenómeno de las mareas, olas, vientos oceánicos... En la Figura 14 se muestra uno de estos sistemas de aprovechamiento de corrientes y olas. Así, se pueden clasificar en:

- Energía mareomotriz.
- Energía de las olas.

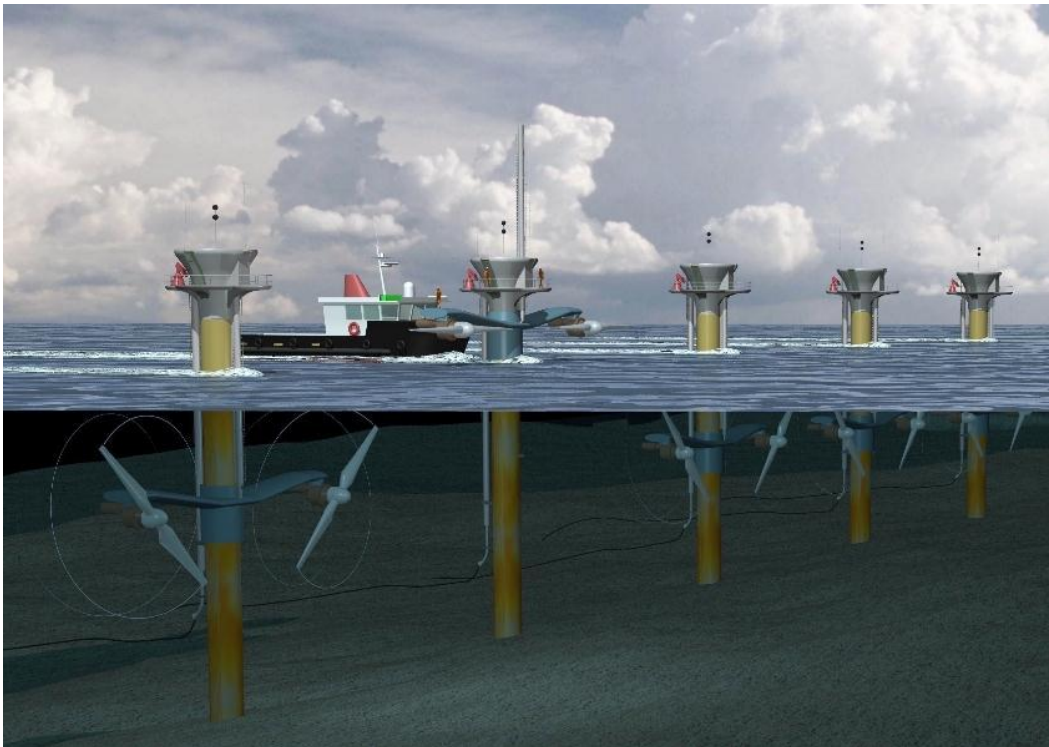


Figura 14 Sistemas de aprovechamiento de olas y mareas

Energía geotérmica

La energía geotérmica es aquella derivada del calor almacenado en el interior de la Tierra. Se podrán alcanzar temperaturas de hasta 4000°C, disminuyendo a medida que nos aproximamos a la superficie (el gradiente térmico medio es de 3°C por cada 100m). Actualmente, los depósitos denominados de “alta entalpía” se encuentran entre 500 y 1000 m de profundidad, y su temperatura se sitúa entre los 150 y 300°C. La forma de extraer la energía térmica del yacimiento es por medio de un fluido que pueda circular por las proximidades, calentarse y volver a la superficie para que pueda ser aprovechado. Sus aplicaciones dependen del estado en el que se encuentre el fluido, vapor o mezcla. Según de donde se pueda aprovechar la energía, aparece una clasificación de los sistemas de obtención de energía geotérmica:

- Sistemas hidrotérmicos.
- Sistemas geopresurizados.



- Sistemas de roca caliente.

Fuentes secundarias de energía: el hidrógeno

El hidrógeno no es una fuente de energía primaria. Su principal característica es la de almacenamiento energético. Este hecho permite que sea empleado como combustible para motores de combustión interna, turbinas, etc., y como alternativa a dispositivos como las baterías eléctricas, en el caso de las pilas de combustible.

1.2. Impacto ambiental

La tarea colectiva más importante que debería tener la sociedad humana actual es disminuir radicalmente la cantidad de combustiones de sustancias fósiles que contengan carbono. La razón fundamental para acometer urgentemente esta tarea es que esas combustiones son la causa principal de la emisión de los llamados gases de efecto invernadero (GEI), origen claro del cambio climático que está modificando la vida en el planeta Tierra.

Teniendo en cuenta que las citadas combustiones aportan un 67% de la energía primaria de la que se abastece el sistema energético actual, se tiene que estudiar a fondo la forma de conseguir su disminución. Pero no es este el único problema relacionado con el sistema energético, sino también la limitación de los recursos tradicionales agotables (carbón, petróleo, gas natural y uranio).

Lo que no cabe duda es que el petróleo está llegando –si no lo ha hecho ya– al punto en que se consume más que lo que se descubre y, por tanto, a partir de ese momento empiezan a disminuir sus reservas. Pero, además, esto está ocurriendo en el momento que se ha sumado de manera acelerada los países emergentes como China (1.300 millones de personas), India (1.100 millones), Indonesia (240 millones) y Brasil (180 millones), con lo cual el proceso de decrecimiento de la disponibilidad de petróleo se acelera.

En definitiva, no pueden haber más pretextos y ha llegado el momento en el que no es posible dilatar más tiempo las acciones de mitigación del cambio climático –ni de adaptación a él–, lo cual supone, entre otras medidas urgentes, frenar el consumo excesivo de materias escasas que son difíciles, por no decir imposibles, de reemplazar.



1.3. Situación actual de los sistemas de producción de energía

A continuación se va a mostrar el panorama actual de cada tipo de producción de energía, tanto a nivel nacional como internacional, así como las reservas existentes en el caso de las energías no renovables.

En cuanto a las energías fósiles, las reservas mundiales de carbón, gas natural y petróleo son las que se muestran en la Figura 15, según un estudio realizado por BP Statistical Review of World Energy de 2007.

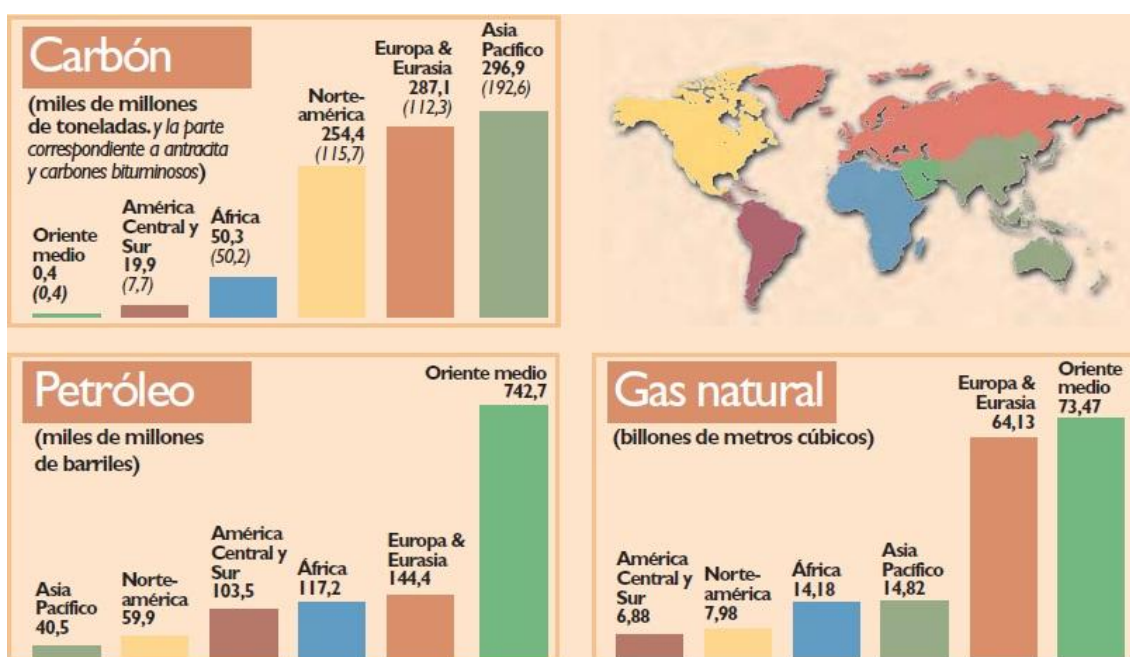


Figura 15 Situación de las energías fósiles

El estudio cifra en 40 años las reservas mundiales de petróleo y en 63 años las reservas de gas natural, suponiendo que la producción y el consumo de estos combustibles fósiles se mantengan estables hasta su total agotamiento. Asimismo, se estiman las reservas de carbón en 147 años.

Para el aprovechamiento de la energía nuclear se cuenta con 436 reactores en operación (Figura 16), que producen el 17 % de la electricidad mundial. A principios de 2010, 56 unidades más se encuentran en construcción alrededor del mundo. España cuenta con un total de 8 reactores, 6 de ellos en operación.



Figura 16 Situación de la energía nuclear

Las energías renovables muestran un amplio panorama. Se van describir la situación de los sistemas de producción renovable más importantes, como son la energía solar y la energía eólica.

En el caso de la energía solar térmica, el grado de desarrollo es muy diverso:

- Los sistemas de canal parabólico se encuentran muy desarrollados, gracias principalmente al impulso conseguido con las plantas SEGS en el desierto de Mojave, California, EE.UU. Este tipo de sistemas han recibido un nuevo impulso con centrales como Nevada Solar One, de 64 MW, en EE.UU., o ANDASOL I en Granada, España.
- Los sistemas de receptor central están recibiendo un fuerte impulso, con la construcción, puesta en marcha y operación comercial de la central PS10, y más recientemente, la PS20 en Sevilla, España. Sin embargo, se requiere un gran esfuerzo en investigación y desarrollo en esta tecnología para alcanzar temperaturas más elevadas que las del canal parabólico y, con ello, mayores rendimientos.
- Los discos parabólicos se encuentran en comercialización, como la planta RENOVALIA en Cuenca de 1 MW. Asimismo se encuentran preasignadas 7 plantas para su construcción en Puertollano de alrededor de 10 MW.
- Los concentradores lineales de Fresnel, aunque se encuentran en una etapa de demostración tecnológica, ya cuenta con plantas comerciales operativas, como la planta de Almería.

La energía eólica genera alrededor del 1 % del consumo de electricidad mundial. El Consejo Mundial de Energía eólica pronosticó en su último informe un total de 158 GW para finales de 2010.

Un análisis de la evolución del consumo y de la intensidad energética en España hasta 2008 según el Ministerio de Industria, Turismo y Consumo muestra los porcentajes del consumo de energía primaria (Figura 17):

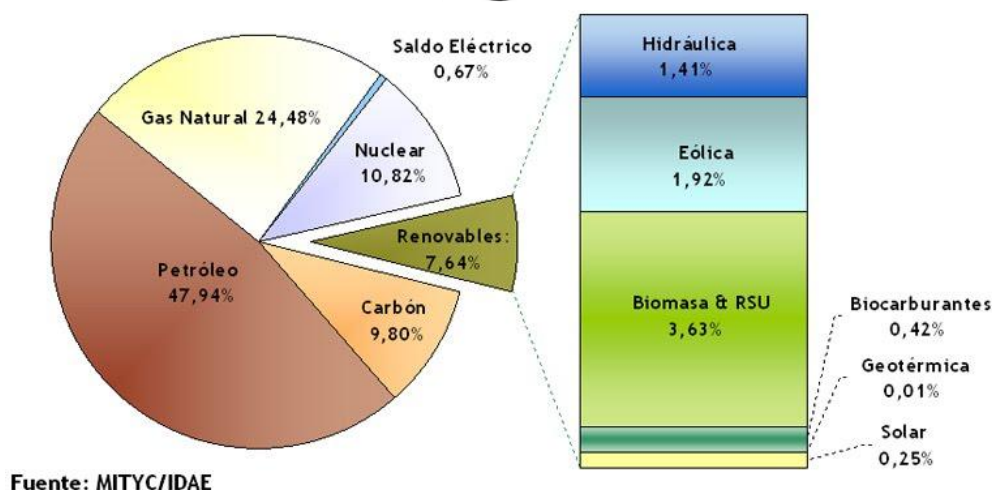


Figura 17 Proporción de consumos de energía primaria

El creciente aumento de las energías renovables hace que cubran cada vez más las necesidades energéticas de España. Así, en 2009 las energías renovables cubrieron el 26 % de la demanda. El fuerte impulso que sufrió la energía eólica permitió que cubriese el 13 % de la demanda energética en 2009 (los parques eólicos de los que consta España se muestran en la Figura 18). Asimismo, gracias al marco regulatorio del Régimen Especial llevado a cabo en el año 2004, se estableció un nivel de tarifas que permitió acometer proyectos termosolares de tamaño comercial en nuestro país. Así, España cuenta con numerosas plantas en funcionamiento, en construcción avanzada y preasignadas, que hacen un total de 60 plantas según datos de PROTERMOSOLAR, como se observa en la Figura 19. Para 2013, se espera tener conectados a red más de 2400 MW de potencia según los proyectos previstos, como se muestra en la Tabla 1.



Figura 18 Situación eólica en España

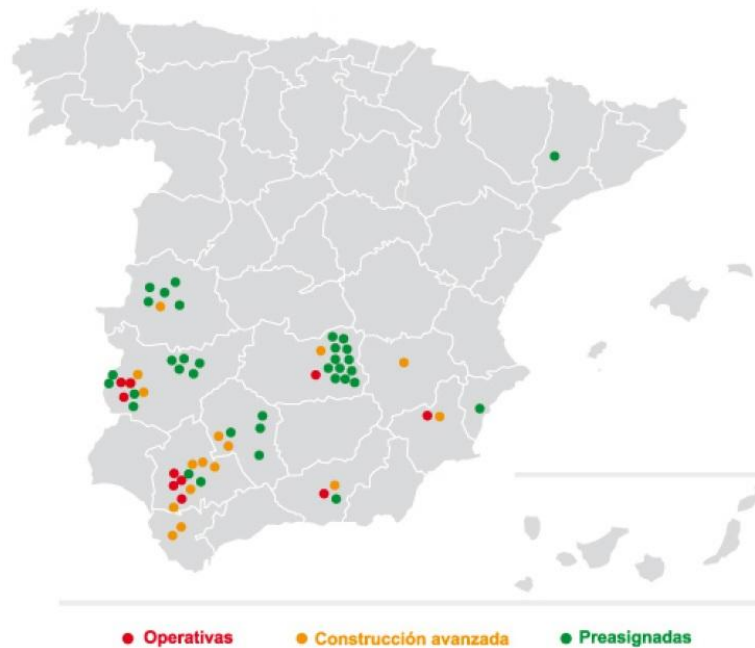


Figura 19 Situación termosolar en España

| Año | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| MW | | | 11 | 0 | 350 | 500 | 500 | 500 | 540 |

Tabla 1 Previsión MW nuevos conectados a la red

Las energías renovables, en el contexto energético mundial, tienen un potencial físico ilimitado como demuestra la Figura 20, en la que se observa como la radiación solar tiene un potencial 1800 veces superior al consumo actual primaria mundial.

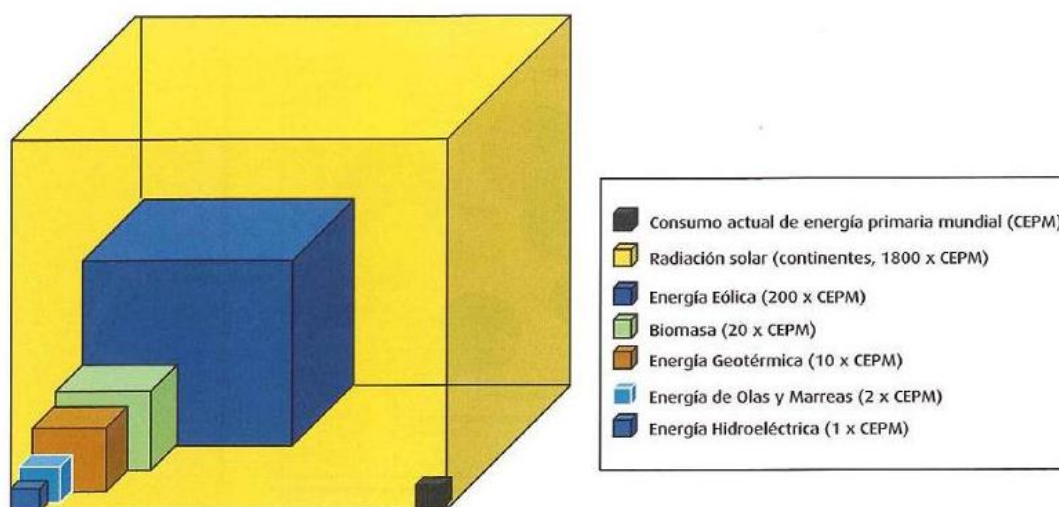


Figura 20 Energías renovables en el contexto energético



Ante este contexto global en el que el desarrollo de las energías renovables es el presente y debe acaparar en gran medida el futuro, el desarrollo de este Proyecto Fin de Carrera se va a centrar en llevar a cabo un estudio sobre una determinada tecnología termosolar dado el emplazamiento de nuestro país y el enorme potencial de radiación solar del que dispone, en concreto en las ***plantas termosolares de receptor central***.

Capítulo 2:

Planta termosolar de receptor central

2.1. Historia

Hoy en día, gracias a la capacidad tecnológica y capital humano acumulados a lo largo de estos 30 años de apoyo continuado a la investigación y al impulso recibido con el marco tarifario del Régimen Especial, España lidera la tecnología solar termoeléctrica de manera indiscutible a nivel internacional, tanto en cuanto a plantas en construcción, con más de 1.000 MW a mediados de 2009, como en adjudicación de concursos llave en mano internacionales en EE.UU, Norte de África y Oriente Medio. En 2010 España superará a EE.UU. en potencia instalada.

El desarrollo de las distintas tecnologías de generación a escala industrial por la vía termosolar comenzó a finales de los 70, acometiéndose proyectos, mayoritariamente de receptor central, como el Campo Solar NSTTF de 1 MW en Nuevo México que entró en funcionamiento en 1978. El número de proyectos de centrales de torre fue muy numeroso y pocas culminaron en la construcción de plantas experimentales. Todas se caracterizan por ser sistemas de demostración de pequeño tamaño, entre 0.5 y 10 MW. En la Tabla 2, se muestra el conjunto de plantas de receptor central que se desarrollaron con carácter experimental durante la década de los 80 y los 90.



| Proyecto | País | Potencia [MW] | Fluido de Transferencia Térmica | Medio de almacenamiento | Comienzo de las operaciones |
|---------------------|---------|---------------|---------------------------------|-------------------------|-----------------------------|
| SSPS | España | 0.5 | Sodio líquido | Sodio | 1981 |
| EURELIOS | Italia | 1 | Vapor | Sal Nitrato / Agua | 1981 |
| SUNSHINE | Japón | 1 | Vapor | Sal Nitrato / Agua | 1981 |
| Solar One | EE.UU. | 10 | Vapor | Aceite / Roca | 1982 |
| CESA – 1 | España | 1 | Vapor | Sal Nitrato | 1982 |
| MSEE / CAT B | EE.UU. | 1 | Nitrato Fundido | Sal Nitrato | 1983 |
| THEMIS | Francia | 2.5 | Sal HI – TEC | Sal HI – TEC | 1984 |
| SPP – 5 | Rusia | 5 | Vapor | Agua / Vapor | 1986 |
| TSA | España | 1 | Aire | Cerámico | 1993 |
| Solar Two | EE.UU. | 10 | Nitrato Fundido | Sal Nitrato | 1996 |
| REFOS | España | 0.35 | Aire a presión | - | 1998 |

Tabla 2 Historia de plantas termosolares

La relativa mayor sencillez tecnológica del sistema de captación mediante colectores cilindro-parabólicos hizo que esta fuera la tecnología escogida para los 9 proyectos de tamaño comercial conocidos como SEGS y que se instalaron entre 1985 y 1990 en el desierto de Mojave en California, totalizando cerca de 400 MW. La mayor parte de estas plantas continúan generando electricidad en la actualidad y han facilitado la confianza de las instituciones financieras para la materialización del proceso actual de construcción de centrales solares termoeléctricas (STE) en nuestro país, dado que son las únicas plantas con carácter comercial construidas hasta el momento.

En el marco regulatorio del Régimen Especial, en 2004 se estableció por primera vez un nivel de tarifas que permitió acometer proyectos de tamaño comercial en nuestro país, siendo la central de torre de receptor central PS10 de Abengoa en Sevilla la primera central de esta nueva generación de plantas que entró en operación en todo el mundo. Su puesta en marcha se produjo a principios de 2007 tras un periodo de 17 años transcurrido desde la construcción de la última de las plantas construidas en California en 1990. Dicho periodo se conoce en el sector como “la larga noche termosolar”.

A día de hoy, en España se encuentran operando las plantas PS 10 y PS 20. Asimismo existen proyectos en construcción, como la planta Gemasolar en Sevilla, de 17 MW de potencia.

2.2. Descripción

Se llaman sistemas termosolares de concentración (STSC) al conjunto de elementos que utilizan la tecnología basada en la transformación de la componente directa de la radiación solar en energía térmica a alta temperatura, y esta energía térmica en electricidad y/o calor, bien para su utilización inmediata o bien como energía almacenable en forma de calor o en forma química.

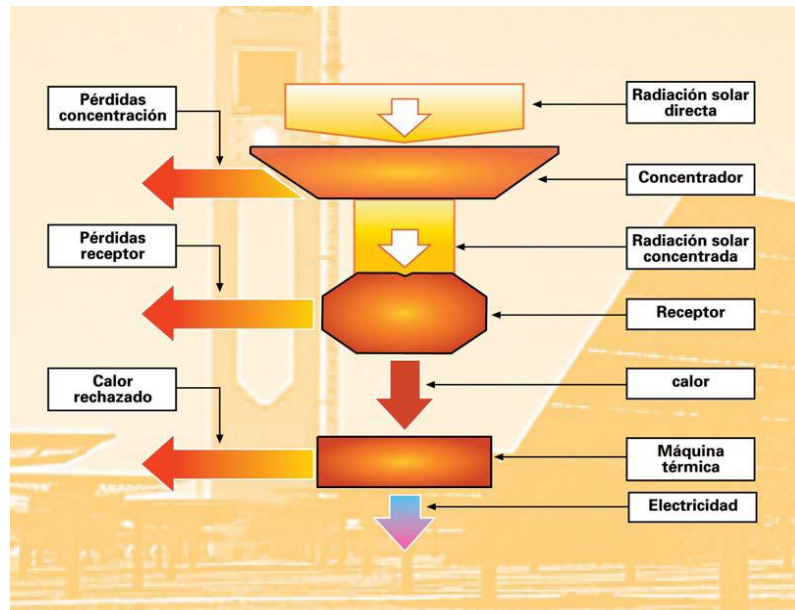


Figura 21 Proceso de obtención de energía

La función del sistema captador es recibir y concentrar la radiación solar sobre el receptor –absorbedor, donde la energía radiante se convierte en energía térmica (normalmente, en forma de aumento de entalpía de un fluido) que, finalmente, se transforma en otra forma de energía apta para su utilización. La Figura 21 muestra el proceso de forma esquematizada, donde intervienen todos los elementos en este tipo de sistemas. Las pérdidas en cada caso hay que estudiarlas para intentar minimizarlas para obtener el mayor rendimiento. Se tratarán las pérdidas del sistema en los próximos capítulos.

En el caso de una planta termosolar de receptor central, el sistema concentrador es un conjunto de espejos móviles (helióstatos) que lleva la radiación a un absorbedor, normalmente colocado en la parte alta de una torre –por lo que a estos dispositivos también se les llama de torre central–, donde se produce la transformación deseada de la radiación solar concentrada incidente en energía térmica de un fluido de transporte.

Los diseños utilizados hasta ahora en plantas de tamaño comercial o precomercial se diferencian en función del fluido primario en el receptor.

La PS10 y la PS20 utilizan agua como fluido primario obteniendo a la salida del receptor vapor saturado de forma muy conservadora.

Un esquema de este diseño se ve en la Figura 22 siguiente:

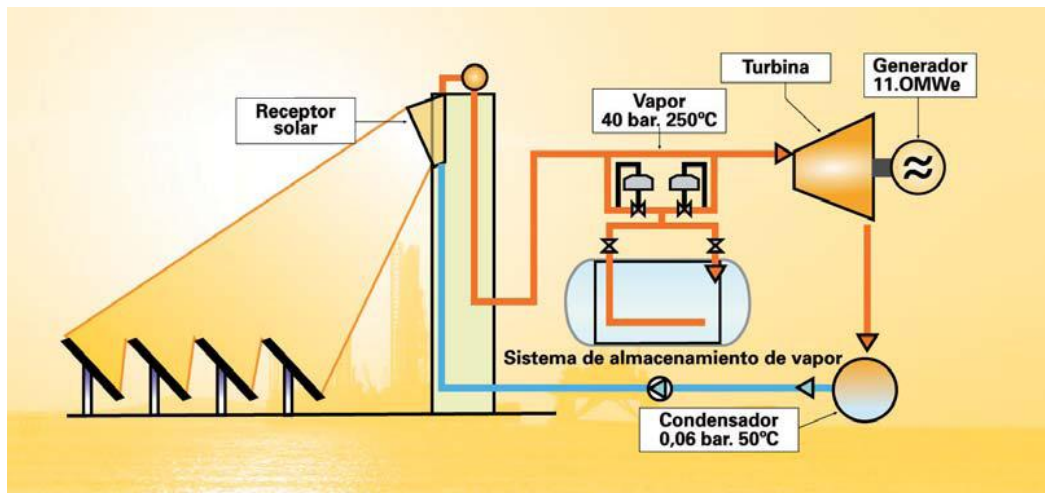


Figura 22 Esquema de funcionamiento planta de receptor central con agua como fluido primario

Otros diseños más avanzados incorporan un sobrecalentador en el receptor para conseguir elevar la temperatura del vapor por encima de los 500°C y obtener de esta manera mejor rendimiento termodinámico en el ciclo.

Estos sistemas tienen la dificultad del almacenamiento que solo puede conseguirse mediante tanques almacenando vapor saturado de pequeña autonomía.

Solar Two y Gemasolar utilizan sales fundidas como fluido primario con la ventaja de alcanzar temperaturas superiores a los 500°C a baja presión.

Un esquema de este concepto puede verse en la Figura 23 siguiente:

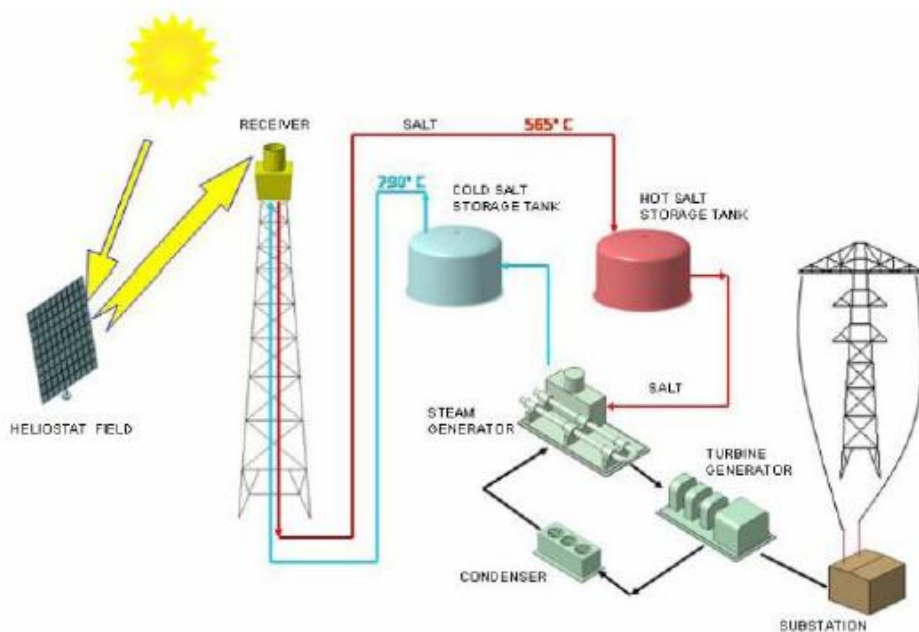


Figura 23 Esquema de funcionamiento planta de receptor central con sales fundidas como fluido de trabajo

Otra importante ventaja es la facilidad del concepto de almacenamiento (que se describirá su funcionamiento en el apartado siguiente de descripción de componentes) que consiste exclusivamente en dos tanques (frío y caliente) que permiten la extensión de la operación de la planta varias horas después de la puesta del sol.

Un esquema más detallado del ciclo de agua/vapor en la turbina se ve en la Figura 24 siguiente:

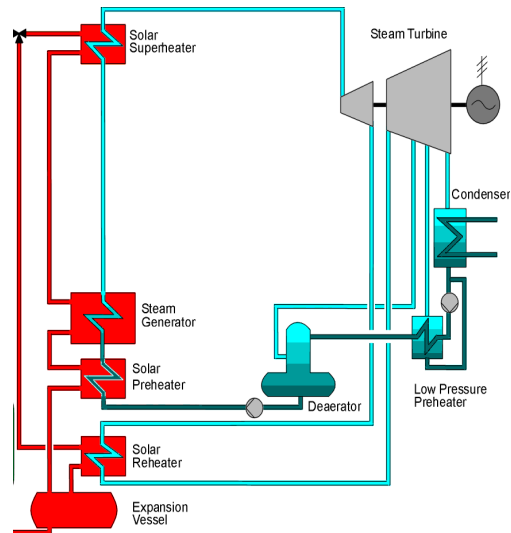


Figura 24 Ciclo de agua / vapor

Los sistemas de receptor central (RC) son, por tanto, STSC que concentran la radiación solar en tres dimensiones (teóricamente, en un punto), por lo que pueden alcanzar un valor elevado de la razón de concentración y, por tanto, operar a altas temperaturas (por encima de 1.000°C en el futuro).



Figura 25 Planta Termosolar PS 20

2.3. Componentes

Los componentes principales de un sistema termosolar de receptor central son:

- El sistema concentrador formado por un campo de helióstatos.
- La torre.
- El receptor.
- El sistema de control.
- Ciclo de almacenamiento e hibridación.
- Ciclo agua / vapor.
 - Generador.
 - Turbina.
 - Condensador (bomba).
- Sistema de bombeo.
- Sistema de conversión a la red.
 - Alternador.
 - Subestación eléctrica.
 - Adaptador a la red.

La definición de cada uno de los componentes es la siguiente:

2.3.1. Helióstatos:

El helióstato es, junto con el receptor, el componente más característico de una central energética termosolar de receptor central, y representa una fracción muy significativa del coste total de la planta de alrededor del 50%.

Un helióstato es un dispositivo que, mediante la acción de un servomecanismo, sigue el movimiento diurno del sol, recogiendo la máxima energía para su utilización calorífica. Está compuesto básicamente por una superficie reflectante, una estructura soporte, mecanismos de movimiento y un sistema de control.

Las superficies reflectantes más empleadas hasta hoy son a base de espejos de vidrio, de características ópticas similares a los sistemas de canales parabólicos. También se han empleado superficies reflectantes a base de películas poliméricas de alta reflectancia. El mayor inconveniente para la introducción de esta última tecnología es su menor durabilidad.

La estructura soporte se diseña al finalizar los estudios acerca del tipo de superficie reflectante (peso, dimensionado...). Así, se crea una estructura económica (evitando soldaduras), de fácil mantenimiento (de perfiles abiertos) y que soporte las cargas a las que va a ser sometida,

siempre en los casos más desfavorables, tanto meteorológicos como de solicitaciones de carga.

Para orientarlos, los helióstatos poseen dos motores que se mueven en dos ejes y cada uno con sus grados de libertad: un eje de elevación y otro en azimut. En condiciones normales de operación, el eje del helióstato estará apuntando a una dirección tal que los rayos del sol reflejados convergen en el receptor. La dirección a la que apunta el eje del helióstato es modificable mediante dos motores y dos sensores de medida angular que, dirigidos por un control local en comunicación con un control central, permiten conocer la posición exacta y orientarlo según sea preciso en cada momento.

La distribución de los helióstatos sobre el terreno responde a criterios de optimización técnico-económica que tiene en cuenta parámetros tales como las sombras que se dan unos a otros, los «bloqueos» –interrupción de la radiación reflejada por el helióstato situado delante del que estamos considerando– la altura de la torre, etc.

El resultado es el llamado «campo de helióstatos» que puede ser «campo norte» o «campo circular», según la latitud del lugar y el tamaño de la planta. En general, en latitudes bajas y, dado que el Sol está mucho tiempo muy alto en la bóveda celeste, es mejor un campo circular que uno norte. Un ejemplo de este tipo plantas de disposición circular de helióstatos es la planta Solar Two, en Barstow, California (Figura 26). Por el contrario, en latitudes más altas – como las nuestras– son más adecuados los campos norte, que consiste en que la distribución de los espejos se encuentra al norte con respecto a la torre, como los de la Plataforma Solar de Almería (Figura 27) y el que configura la planta PS 10 y PS 20 (Figura 28) que la empresa Abengoa Solar está operando ya desde hace más de dos años en el término municipal de Sanlúcar la Mayor, cerca de Sevilla.



Figura 26 Planta solar TWO, en Barstow (California)



Figura 27 Planta Solar de Almería (PSA)



Figura 28 PS 10 y PS 20, en Sevilla (España)

2.3.2. Torre:

La función de la torre (Figura 29) es la de servir de soporte al receptor, que normalmente debe situarse a una cierta altura sobre el nivel del campo de helióstatos para reducir las sombras y bloqueos entre éstos, y sostener también diversos elementos auxiliares. Hasta hoy, las torres construidas han sido de estructuras metálicas o de hormigón.



Figura 29 Torre

2.3.3. Receptor:

El receptor de este tipo de plantas es el dispositivo donde se produce la transformación de la radiación solar concentrada en energía térmica. Existen distintos tipos de receptores (Figura30) que se pueden agrupar según la geometría del receptor, el mecanismo de transferencia de calor o el fluido de trabajo.

- Según la geometría del receptor se distingue entre receptores de cavidad, como los que emplean las plantas CESA 1, SOLGAS o PS 10, y receptores externos.
 - Los receptores de cavidad pueden ser de eje vertical (se emplean cuando los helióstatos estén muy próximos a la torre) o de eje horizontal (ofrecen mayores ventajas cuando la torre sea pequeña) y tienen una abertura por la que penetran los rayos solares reflejados. Dentro de la cavidad se puede conseguir una absorción de luz de hasta un 95 %, y relaciones de concentración comprendidas entre 300 kW/m^2 y 3500 kW/m^2 . Esta absorción se puede lograr mediante una correcta disposición de tubos negros

por donde circula el fluido de trabajo, que se tiene que adaptar correctamente a la cavidad para evitar pérdidas de energía al exterior.

- Los receptores externos se diseñan como volúmenes de revolución. Se pueden clasificar en planos, cilíndricos (Solar One, Solar Two) y semicilíndricos (primera versión de PS 10). Los tubos absorbentes se disponen externamente, formando la superficie lateral del receptor. El principal inconveniente de este tipo de receptores se encuentra en las pérdidas térmicas que se producen al exterior, por convección y radiación, que son mucho mayores que los receptores de cavidad.
- Por el mecanismo de transferencia de calor, se diferencian receptores de absorción directa y de absorción indirecta, contando entre éstos con los tubulares (Solar One, Solar Two), lo de placa y los volumétricos, ya sean atmosféricos (TSA) o presurizados.
- En función del fluido de trabajo, se distinguen receptores de agua – vapor, con evaporación y sobrecalentamiento (Solar One, CESA 1) o sólo evaporación (PS 10), aire, sales fundidas (Solar Two y Gemasolar) o sodio fundido, entre otras.

Los estudios realizados y los datos obtenidos hasta la fecha, no demuestran la superioridad de una tecnología frente a las demás. Así, la elección de uno u otro tipo de receptor depende de factores técnicos, de la política industrial y criterios económicos.



Figura 30 Tipos de receptores

2.3.4. Sistema de control:

Cada helióstato del campo dispone de un control local cuya principal función es controlar los motores de los ejes de elevación y azimut para posicionar al helióstato en el punto deseado.

2.3.5. Almacenamiento e hibridación:

La radiación solar no se puede almacenar, pero si la energía térmica que se produce durante el ciclo. El almacenamiento térmico permite la operación de la planta termosolar en períodos de ausencia o alta variabilidad de la radiación solar. En la Figura 31 se muestra el sistema de almacenamiento de la planta ANDASOL 1. El sistema de almacenamiento se puede clasificar según:

- Almacenamiento a largo plazo: para largas variaciones estacionales. Están basados en el empleo de energía química. Están muy poco desarrollados.
- Almacenamiento a medio plazo: soporta variaciones de uno o varios días, funcionando durante varias horas produciendo la potencia nominal de la planta. Se basan en forma de *calor latente o sensible** y se encuentran bastante desarrolladas, aunque no se ha demostrado todavía su comercialización en plantas con canales parabólicos.
- Almacenamiento a corto plazo: para períodos de nubosidad intermitente (hasta 2 horas). Están demostrados a escala real.



Figura 31 Tanques de almacenamiento de la central ANDASOL1

** El calor sensible es variación de energía interna de un sistema como consecuencia de una variación de temperatura sin cambio de fase; el calor latente es también una variación de energía interna pero consecuencia de un cambio de fase.*

El almacenamiento depende directamente del fluido de trabajo empleado. El fluido puede ser vapor saturado, aceite térmico o sales fundidas.

Los sistemas que emplean vapor saturado podrán almacenarlo durante un periodo reducido de tiempo en tanques cuyo tamaño unitario máximo está condicionado por la presión del vapor.

Los sistemas que utilizan aceites térmicos podrían almacenar en un sistema de doble tanque, frío y caliente, el propio aceite o también en un único tanque vertical con fuerte *efecto termoclino**. El alto precio de estos aceites sintéticos hace prohibitiva esta forma de almacenamiento. Este sistema de doble tanque es propicio para las sales fundidas.

El sistema de almacenamiento en sales fundidas, mezclas eutécticas de nitritos y nitratos sódicos y potásicos, es el utilizado habitualmente y su tamaño (masa de sales y el volumen de los tanques) dependerá de la temperatura máxima del fluido captador de energía solar, ya que dicha masa de sales será inversamente proporcional al salto térmico entre el nivel del tanque frío, que habitualmente es de unos 270 °C para tener un cierto margen respecto a la temperatura de solidificación de las sales, y el del tanque caliente cuya temperatura será ligeramente inferior a la temperatura máxima del fluido primario. Este sistema de almacenamiento es el que se está empleando más actualmente por sus propiedades térmicas y su capacidad de almacenamiento en tanques.

Así la diferencia entre la masa de sales necesaria para almacenar una unidad de energía es casi tres veces menor para una central de torre, cuya temperatura de las sales a la salida del receptor es de 550°C.

Una nueva forma de almacenamiento térmico es la que emplea grandes masas de hormigón con tubos intercambiadores embutidos. Su principal ventaja es su bajo coste pero no ha sido probado a gran escala. Otras técnicas innovadoras en vías de desarrollo son las basadas en los cambios de fase (que podrían reducir los volúmenes de almacenamiento) o los sistemas mixtos que combinan sistemas de calor sensible con sistemas de cambio de cambio de fase (calor latente) para ser aplicados cada uno a una etapa del proceso de calentamiento, evaporación y sobrecalentamiento del agua que efectúa el ciclo Rankine de conversión.

La **hibridación** es una alternativa muy sencilla para aumentar la disponibilidad y gestionabilidad de las centrales termosolares. En España, el sistema de hibridación consiste en una caldera de gas natural de la que poder obtener vapor para enviar a la turbina en los momentos en los que sea requerido por falta de recurso solar. Otra vía para obtener calor para generar vapor de agua es la biomasa.

** El efecto termoclino es un efecto donde la temperatura cambia rápidamente con la profundidad o altura.*

2.3.6. Ciclo:

Para poder describir el ciclo de potencia de las plantas termosolares de receptor central, hay que tener en cuenta el fluido de trabajo que emplean, puesto que cada una tiene un funcionamiento diferente. Por lo tanto, se van a describir los ciclos de las plantas que emplean vapor saturado y sales fundidas como fluido de trabajo.

Las plantas que tienen como fluido de trabajo vapor de agua, como las plantas PS 10 y PS 20 de Sevilla, se basan en los ciclos termodinámicos Rankine. El ciclo Rankine consiste en calentar agua hasta evaporarla y elevar la presión del vapor. Éste se lleva a una turbina donde se produce energía cinética a medida que pierde presión (el fluido se expande). Su camino continúa hacia el condensador donde lo que queda de vapor pasa a estado líquido para poder entrar en la bomba que le subirá la presión para que pueda ser nuevamente introducido en el generador de vapor. En la Figura 32 se muestra un ciclo Rankine simple de forma esquemática, así como el diagrama T – S (Temperatura – Entropía) ideal característico del mismo.

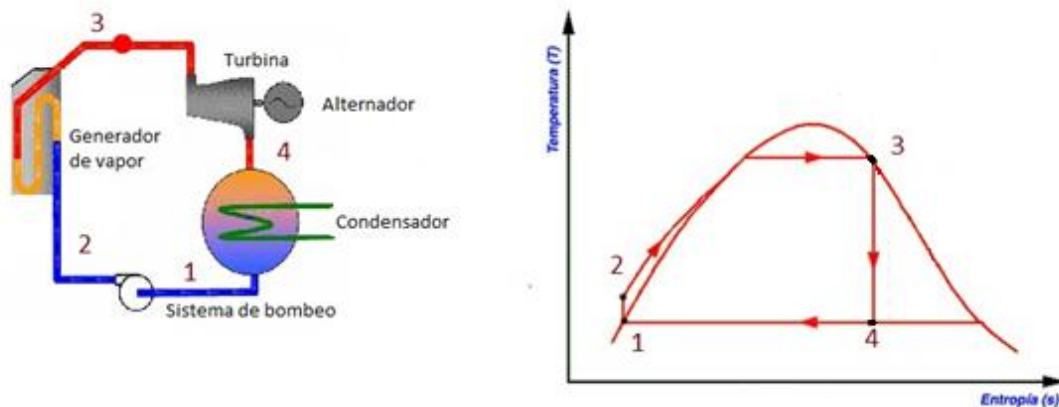


Figura 32 Ciclo Rankine

Un ejemplo de una planta que emplea el ciclo Rankine es la PS 10 de Sevilla, de 11 MW de potencia. El funcionamiento de la PS 10 es el siguiente: el campo de helióstatos concentran la radiación solar en el receptor, donde se calienta el fluido de trabajo a unos 250°C de temperatura y 40 bar de presión produciendo vapor de agua que va a la turbina, donde por medio de un generador se consiguen los 11 MW de potencia de la planta. En el camino a la turbina se intercala el sistema de almacenamiento de vapor. El vapor restante se dirige a un condensador donde todo el fluido pasa a estado líquido a unos 50°C y 0.06 bares de presión para poder entrar en el sistema de bombeo que le suba la presión y dirija al generador de vapor (el receptor situado en lo alto de la torre). Un esquema del funcionamiento de la PS 10 se muestra en la Figura 33:

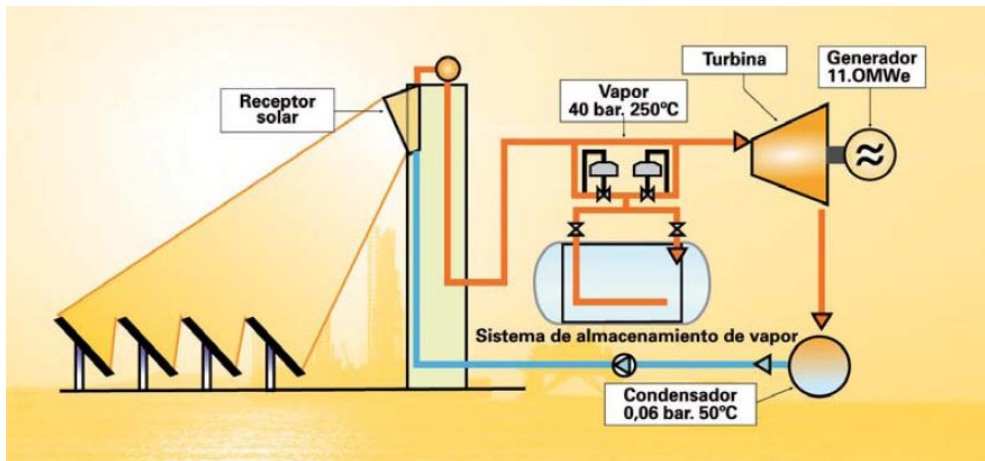


Figura 33 Esquema de funcionamiento del ciclo de la PS10 (Sevilla, España)

Los ciclos que también se pueden emplear son los ciclos Rankine con recalentamiento y regeneración. Estos ciclos aumentan el rendimiento del ciclo puesto que a mayor temperatura, mayor rendimiento, pero lo encarecen y complican la instalación. Estos ciclos se pueden emplear para plantas de gran tamaño, en los que la turbina tenga unas dimensiones consideradas y se puedan intercalar el recalentamiento o regeneración. En las plantas actuales, como la PS 10 y la PS 20, no es posible.

Las plantas que emplean como fluido de trabajo sales fundidas, como la futura planta GEMASOLAR en Sevilla, tienen un funcionamiento diferente con respecto a las de vapor de agua. La luz solar incide sobre los helióstatos reflejándola hacia el receptor. En el receptor, las sales fundidas se calientan y se dirigen al tanque donde se almacenan a temperaturas superiores a 500°C. Del tanque caliente se dirigen a un intercambiador de calor, donde las sales al perder calor generan vapor de agua que mueve una turbina y el generador que produce los 17 MW de potencia de la planta (ciclo Rankine). Al salir del intercambiador de calor, las sales se almacenan en otro tanque (tanque frío), de donde se bombean a lo alto de la torre comenzando nuevamente el ciclo. Estos tanques son de gran capacidad y casi adiabáticos – tienen unas pérdidas de 1 °C /día – donde se produce el almacenamiento de las sales, permitiendo funcionar hasta 15 horas (según lo previsto) mientras los tanques tengan energía térmica suficiente. La Figura 34 muestra el funcionamiento de este tipo de planta de forma esquemática:

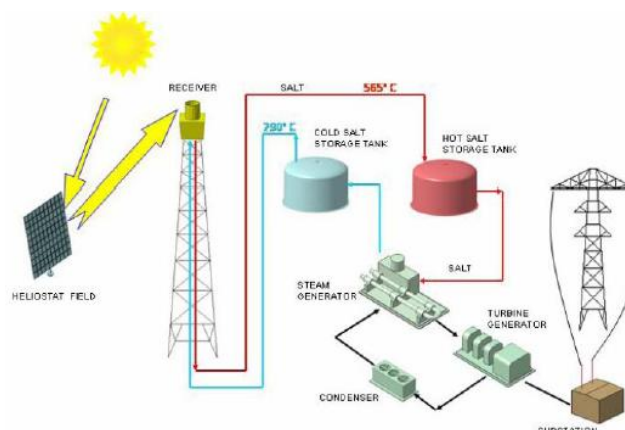


Figura 34 Esquema de funcionamiento del ciclo de GEMASOLAR (Sevilla, España)

2.3.7. Sistema de conversión a la red:

A la salida de la turbina, se encuentra un generador o alternador eléctrico, una subestación eléctrica, líneas de distribución y un sistema de respaldo.

El generador eléctrico es el dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos, llamados polos. Son máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura. Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se genera una fuerza electromotriz (F.E.M.).

Para poder mover el generador se usa la energía generada en la combustión (hibridación) o la procedente de la captación solar, que a través de la turbina se convierte en un movimiento rotativo, que se transmite por la turbina al generador a través del rotor. El generador también puede ser usado en el arranque de la central, como motor para mover la turbina.

La subestación eléctrica es usada para la transformación de la tensión de red o del generador a una tensión adecuada a las necesidades. Pueden ser blindadas o a la intemperie. El elemento principal de toda subestación eléctrica es el transformador. Es el encargado de convertir el valor de la tensión del generador en el valor de la tensión de la red donde se vuelca la energía producida. Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce o hierro silicio. Las bobinas o devanados se denominan primario y secundario según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente. Los transformadores suelen ir encapsulados y bañados en aceites minerales para su refrigeración y aislamiento, ya que suelen calentarse por las corrientes eléctricas que circulan a través de ellos. Se debe tener especial cuidado con los aumentos de temperatura. Los grandes transformadores (Figura 35) de las centrales tienen sus propios sistemas de refrigeración para evitar los problemas de temperaturas.



Figura 35 Transformadores

Las líneas de distribución (Figura 36) son por las que se conduce la energía eléctrica obtenida hasta su utilización. Según las condiciones económicas, de seguridad o estéticas, la distribución se puede realizar por líneas aéreas (los cables van colgando sin aislantes de postes de madera o metal, reduciendo costes, y se emplean para distribución a larga distancia en zonas no habitadas) o líneas enterradas (cables recubiertos por aislante que van a través de canalizaciones en el terreno en zonas habitadas, cuyas principales desventajas son los costes y que disipan peor el calor).



Figura 36 Líneas de distribución de electricidad

Los sistemas de respaldo son normalmente generadores diesel que se emplean en casos de averías o accidentes que dejen la instalación sin suministro de electricidad de la red. Así se consigue operar bajo mínimos para operar o parar la instalación de forma segura para subsanar el problema.

2.4. Legislación

Como ya se ha indicado el impulso reciente es consecuencia de un proceso que viene de la Ley de Sector Eléctrico de finales del año 1997 (54/1997 de 27 de noviembre) y el correspondiente Real Decreto que desarrollaba los aspectos de la ley que más trascendencia ha tenido para las energías renovables, recogidos en el artículo 30 con el título y el concepto de Régimen Especial. Contamos ahora una rocambolesca circunstancia en relación con la solar termoeléctrica que creemos es necesario que se conozca. El RD 2818/98 de 23 de diciembre no recogió un “pequeño detalle” que se había introducido en otra ley también muy importante:

Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social (Ley de acompañamiento de los Presupuestos Generales del Estado) en la que -sin que casi nadie se enterara- se introdujo una enmienda que se puede calificar, por lo menos, de curiosa.

Se cambió lo que decía la Ley 54/97 “Excepcionalmente, el Gobierno podrá fijar para la energía solar una prima por encima de los límites especificados en este artículo” por esto otro, “No obstante, el Gobierno podrá autorizar primas superiores a las previstas en el párrafo anterior para las instalaciones que utilicen como energía primaria energía solar fotovoltaica”.

Al margen de la incorrección de que la energía solar fotovoltaica no es una energía primaria sino una tecnología, esta enmienda dejó fuera de la Ley a la solar termoeléctrica.

Cuando se tomó conciencia del asunto –un año después, finales del 1998- se intentaron enmiendas en el Congreso y en Senado que volvieron las cosas a su sitio. Lamentablemente no se aceptaron por el grupo mayoritario de entonces en ambas cámaras.

Finalmente, en diciembre del año 2000 los grupos políticos presentaron una enmienda transaccional en el Senado que fue aprobada con lo cual se rectificó la enmienda volviendo a la redacción inicial. Eso sí, tres años después.

Esta anécdota, de la que se han omitido los detalles, describe que el camino para alcanzar esta situación de privilegio no ha sido fácil, sino que ha habido muchas dificultades.

A partir de ahí ya se pudieron aplicar las previsiones del Real Decreto 2818/98 a las tecnologías solares termoeléctricas que iniciaron el camino que ahora mismo estamos recorriendo. Las empresas empezaron a tomarse el asunto en serio, a pesar de lo cual se perdieron tres años al no tomar las decisiones oportunas.

El Real Decreto 436/04 modificó sustancialmente el anterior RD 1828/98 y el RD 661/2007 hizo lo propio con el 436. Con todo ello se han dado las condiciones para hacer posible el desarrollo comercial de las plantas termoeléctricas tal como está ocurriendo ahora mismo.

En mayo de 2009 se publicó un Real Decreto Ley RDL 6/2009 instaurando un registro de preasignación de retribución para que cuando se empezase una planta se conociese la prima que recibiría cuando entrase en operación. Este sistema derogaba el anterior y para acogerse a

él las plantas en construcción deben cumplir unos determinados requisitos que aparecían en dicho RDL y que hacían referencia a la concesión de acceso a la red, las autorizaciones administrativas y licencia de obras, la disponibilidad de agua de refrigeración así como demostrar que se disponía de un 50% de la financiación del proyecto y del suministro de equipos.

España ha llegado a esta situación de privilegio gracias a la gran importancia de la legislación española citada anteriormente con la introducción del concepto de “Régimen Especial” y muy en particular, por el Artículo 30 que es lo que permite que el Gobierno pueda volcar sus planteamientos de favor a una modificación del sistema energético en medidas verdaderamente efectivas como están siendo las primas al kWh generado con fuentes renovables y a través de la cogeneración.

En cuanto a la hibridación, la regulación actual del Régimen Especial de Producción de Electricidad permite hasta un 15% de consumo de gas de la energía total térmica, de origen solar o gas, utilizada por la central. Dicha regulación permite que ese porcentaje sea de hasta el 50% cuando la energía auxiliar tenga su origen en la biomasa. Hay que hacer notar que dichos límites son meramente regulatorios y que estas plantas podrían en principio diseñarse para producir energía firme siempre que fuese requerida si el sistema regulatorio lo permitiese y la retribución fuese suficientemente atractiva para compensar el sobrecoste del dimensionamiento de las calderas respecto a la situación actual. Sin embargo, desde el punto de vista exergético no resulta óptimo utilizar gas natural para obtener vapor a unos 400°C.

TARIFAS Y PRIMAS de la orden ITC 3801/2008 (Valores vigentes a partir del 1 de enero de 2009)

| Grupo | Subgrupo | Potencia | Plazo | Tarifa regulada c€/kWh | Prima de referencia c€/kWh | Límite Superior c€/kWh | Límite Inferior c€/kWh |
|-------|----------|-----------------|----------------------|---------------------------|-------------------------------|---------------------------|---------------------------|
| b.1 | b.1.1 | P<= 100 kW | Primeros 25 años | 47,0181 | | | |
| | | | A partir de entonces | 37,6144 | | | |
| | | 100 kW<P<=10 MW | Primeros 25 años | 44,5751 | | | |
| | | | A partir de entonces | 35,6601 | | | |
| | | 10<P<=50 MW | Primeros 25 años | 24,5311 | | | |
| | | | A partir de entonces | 19,6249 | | | |
| | b.1.2 | | Primeros 25 años | 28,7603 | 27,1188 | 36,7252 | 27,1228 |
| | | | A partir de entonces | 23,0080 | 21,6950 | | |
| b.2 | b.2.1 | | Primeros 25 años | 7,8183 | 3,1273 | 9,0692 | 7,6098 |
| | | | A partir de entonces | 6,5341 | | | |
| | b.2.2* | | | 9,0004 | 16,9494 | | |

Tabla 3 Tarifas y primas de la orden ITC 3802/2008 (Valores vigentes a partir del 1 de enero de 2009)

En la Tabla 3 se muestran las tarifas (electricidad a precio kW fijo) y primas, a las que se pueden acoger las nuevas plantas en construcción. Una tarifa a la que hay que hacer especial mención es la b.1.2:

$$\text{Ingresos} = 27.1188 + p \cdot \text{pull} \text{ _horarios}$$



27.1188c€ es la prima de referencia y $p_{pull_horarios}$ es el precio instantáneo de la demanda de electricidad, por lo que es obvio que a partir del precio mínimo de la electricidad (2c€) se obtiene un beneficio mayor que con la tarifa fija. Cabe destacar que esta prima está acotada superiormente por 36.7252 c€.

2.5. Plantas de gran interés

2.5.1. PS 10:

Es la primera planta comercial de receptor central del mundo y la primera que se puso en funcionamiento tras la “larga noche termosolar” (Figura 37). A modo de descripción, todas sus características se recogen en la Tabla 4:

| Descripción general de la PS 10 | |
|--------------------------------------|---|
| Localización | Sanlúcar la Mayor (Sevilla), Lat. 37.4 °, Long. 6.23° |
| Potencia Nominal | 11.02 MW |
| Tecnología del receptor | Vapor saturado |
| Tecnología de almacenamiento térmico | Agua / Vapor |
| Capacidad de almacenamiento térmico | 15 MW h, 50 min al 50 % de carga |
| Ciclo de vapor | 40 bar 250 C, 2 presiones |
| Producción anual de electricidad | 23.0 GW h |
| Número de helióstatos | 624 con campo norte, de 120 m ² cada uno (diseño Sanlúcar 120) |
| CO2 ahorrados anualmente | 6700 Tm |
| Torre | 115 m |
| Terreno | 60 ha |
| Hibridación | 12 – 15 % de gas natural |

Tabla 4 Descripción general de la PS10



Figura 37 PS 10, Sevilla, España

Merece especial mención la PS 10, puesto que se tenían grandes expectativas en ella por ser la primera planta con carácter comercial y las ha cumplido. Empezó a operar de manera regular el día del solsticio de verano del año 2007 (21-06-07) por lo que, en el solsticio de invierno de 2008 (21-12-08), llevaba operando año y medio justo. La planta ha estado operativa más de

6000 horas en ese tiempo por lo que su disponibilidad ha sido superior al 96%. Eso quiere decir que el 96 % del tiempo que podía haber generado electricidad lo ha hecho con absoluta normalidad.

Es importante destacar el estudio en días particulares de la PS 10 en un día especialmente claro. La planta inició puesta en funcionamiento a los 30 minutos de salir el sol con una potencia de 3 MW, manteniéndose en esa potencia 20 minutos para alcanzar en algo más de una hora la máxima potencia de 11,5 MW y teniendo que desenfocar automáticamente un número determinado de heliostatos para evitar sobrepasar la máxima potencia térmica que el ciclo de potencia era capaz de soportar. Es interesante observar que ese día la componente directa de la radiación solar alcanzó los 1000 W/m², circunstancia poco frecuente aunque no excepcional. Otro día interesante fue el 16 de marzo de 2008 día con muchas nubes en el que la planta operó en condiciones muy difíciles durante todo el día a distintos niveles de carga parcial. Otro aspecto reseñable es el desenfoco de heliostatos en períodos de alta variabilidad atmosférica, para evitar posibles daños al receptor causados por variaciones de temperatura excesivamente rápidos.

En unas épocas del año la generación real ha estado por debajo de lo previsto y otras por encima. En el momento actual se puede decir que la realidad está “clavando” las previsiones y que los 23 GW h/año son una realidad.

La Figura 38 representa la generación de electricidad bruta anual prevista y real del año 2008:

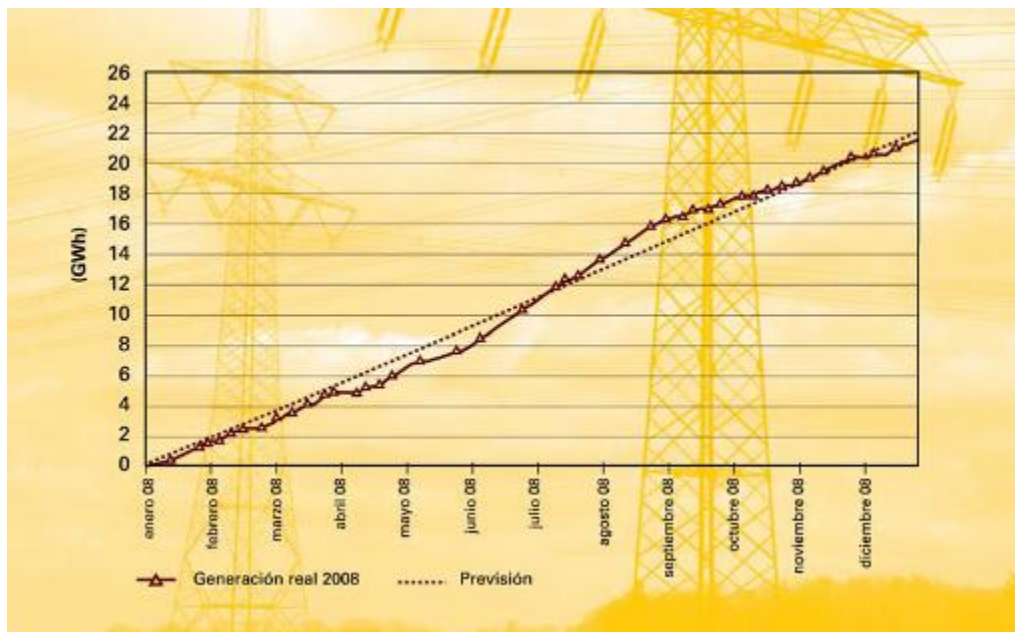


Figura 38 Generación de electricidad anual de PS10 en 2008

2.5.2. PS 20:

Es la mayor planta de receptor central que se encuentra en operación (Figura 39). Se encuentra en la misma situación que la PS 10 y comparten tecnología. A modo de descripción, sus características principales son las que se muestran en la Tabla 5:

| Descripción general de la PS 20 | |
|--------------------------------------|--|
| Localización | Sanlúcar la Mayor (Sevilla), Lat. 37.4 °, Long. 6.23° |
| Potencia Nominal | 20 MW |
| Tecnología del receptor | Vapor saturado |
| Tecnología de almacenamiento térmico | Agua / Vapor |
| Producción anual de electricidad | 48.6 GW h |
| Número de helióstatos | 1255 con campo norte, de 120 m ² cada uno (diseño Sanlúcar 120) |
| CO2 ahorrados anualmente | 12200 Tm |
| Torre | 160 m |
| Terreno | 90 ha |
| Hibridación | 12 – 15 % de gas natural |

Tabla 5 Descripción general de la PS 20



Figura 39 PS 20, Sevilla, España

2.5.3. GEMASOLAR:

Es la única planta de receptor central que se encuentra en desarrollo y construcción de los proyectos futuros. Es la primera en emplear una planta de torre y sales fundidas como fluido de trabajo (Figura 40). Destaca por su gran capacidad de almacenamiento, su gran tamaño y ser un campo de distribución circular de helióstatos. Sus características principales, a modo descriptivo, son las que se muestran en la Tabla 7:

| Descripción general de GEMASOLAR | |
|--------------------------------------|---|
| Localización | Fuentes de Andalucía (Sevilla), Lat. 37.46, Long. -5.35 |
| Potencia Nominal | 17 MW |
| Tecnología del receptor | Sales fundidas |
| Tecnología de almacenamiento térmico | Sales fundidas |
| Producción anual de electricidad | 110.57 GW h |
| Número de helióstatos | 2500 con campo circular, de 120 m ² cada uno |
| CO2 ahorrados anualmente | 50000 Tm |
| Torre | 130 m |
| Terreno | 142 ha |
| Hibridación | 15 % de gas natural |
| Horas de funcionamiento | 6500 (74%) |

Tabla 6 Descripción general de GEMASOLAR



Figura 40 Recreación digital de la futura planta GEMASOLAR

2.6. Consideraciones en el diseño:

2.6.1. Localización y emplazamiento:

Uno de los primeros aspectos que hay que tener en cuenta para poder realizar cualquier tipo de planta termosolar es donde se va a localizar. Los principales puntos a los que se tienen que hacer referencia son:

- La disponibilidad.
- El riesgo político.
- Costes de transmisión.
- Pérdidas.
- Necesidad de agua.
- La radiación solar.

Conocer exactamente la radiación solar donde se va a localizar la planta es muy importante para determinar las características de potencia de la planta y realizar los cálculos previos de absorción en el receptor. Las herramientas de predicción de la radiación solar se basan en:

- **Modelos meteorológicos (también conocidos como NWP):** Son modelos físicos que predicen las condiciones de la atmósfera en una región a partir de unas condiciones iniciales.
- **Modelos estadísticos:** Modelos matemáticos que utilizan el conocimiento previo de la variable y el lugar para modelizar el comportamiento y generar pronósticos. Necesitan de históricos de medidas o de medidas online.
- **Imágenes de satélites:** Proporcionan una visión global de la atmósfera en tiempo real.
- **Medidas de las variables:** Aportan el conocimiento del comportamiento local así como la evolución de las características del emplazamiento.

La Figura 41 muestra un ejemplo de la evolución del error de predicción a lo largo del tiempo:

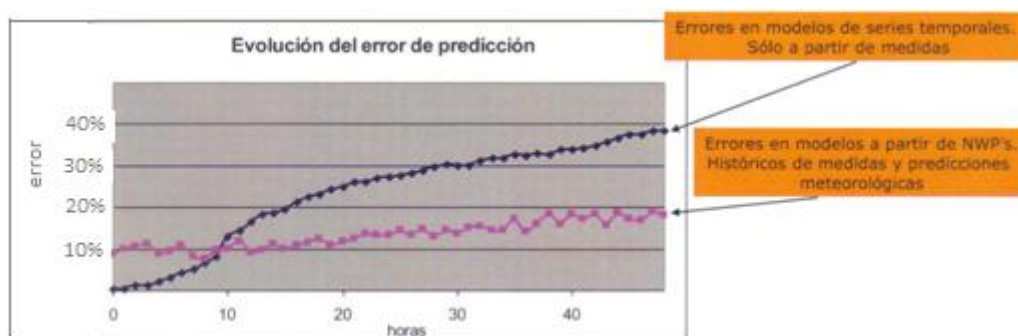


Figura 41 Evolución del error de predicción

De la Figura 41 se puede deducir que los modelos basados sólo en medidas se comportan bien en las primeras horas de predicción mientras que los modelos basados en NWP'S son más estables en todos los horizontes. Además, los errores son del orden del 12% cuando se trata de predicciones de días claros, mientras que para los días nublados el desvío aumenta hasta el orden del 20%.

Frente a los aspectos mencionados anteriormente, España cuenta con esta situación de privilegio siendo competente en todos ellos, sobretodo en cuanto a radiación solar se refiere en Europa, como se muestra en la Figura 42:

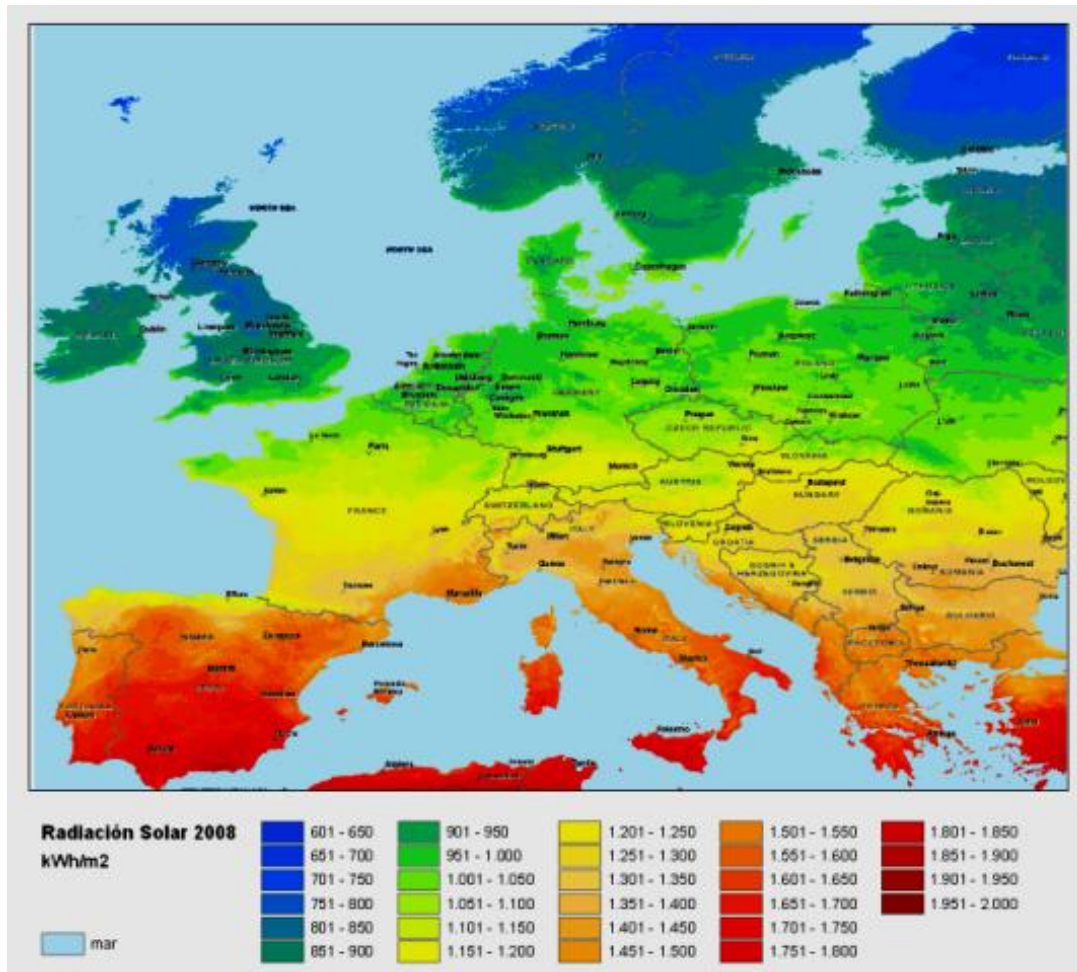


Figura 42 Radiación solar en Europa

2.6.2. Dimensionado y cálculo estructural del heliostato:

Una vez determinada la geometría del heliostato, que puede tener diversas formas y tamaños, como los heliostatos con o sin hueco central y presencia o ausencia de suplementos laterales, se realiza un estudio aerodinámico con la ayuda de túneles de viento para determinar las cargas que se producen en estos. Así, se procede al dimensionado y cálculo de los diferentes elementos que conforman el heliostato, cuyos objetivos son:

- Seleccionar el mecanismo apropiado a las dimensiones y solicitudes del heliostato.
- Diseñar la estructura del heliostato.
- Cumplir las restricciones de la tabla de desviaciones máximas permitidas en rayo reflejado para distintos casos de carga.
- Comprobar que no se alcanza el límite de fluencia en ningún punto de la estructura.
- Mediante un proceso iterativo de cálculo, minimizar costes de material, fabricación, instalación y mantenimiento del campo de heliostatos en general y del heliostato en particular.

Las condiciones de funcionamiento de los heliostatos no son las máximas que soportan, sino que tienen unas condiciones límites de seguridad que mantienen intactas las estructuras y espejos.

2.6.3. Condiciones límites de operación de heliostatos:

En situación de seguridad, las condiciones a las que podrán estar sometidos en operación normal los heliostatos tipo CASA de la instalación CESA – 1 de la Plataforma Solar de Almería (Figura 43), haciendo el seguimiento solar son las siguientes:

- Viento: hasta 50 km/h .
- Ángulo de Azimut: -165° a 165° (0° de azimut orientación Sur).
- Ángulo de elevación: 0° a 200° (0° de elevación los espejos mirando al suelo).
- Ráfagas: hasta 60 km/h .

Los heliostatos se enviarán a la posición de abatimiento cuando se mantenga la velocidad de viento a 50 km/h durante un tiempo superior a 5 minutos o con rachas superiores a 60 km/h .



Figura 43 Heliostato tipo CASA

2.6.4. Orientación de helióstatos:

El campo de helióstatos se debe diseñar para que funcionen en condiciones de máxima eficacia. Se deben orientar de forma que, para cualquier posición de sol, los rayos que reflejen se dirijan al receptor que se encuentra en lo alto de la torre. Las relaciones fundamentales que regulan la dirección de cada uno de los helióstatos tienen que satisfacer las leyes de la reflexión y, por lo tanto, los ángulos de los rayos solares incidentes y reflejados. Así, hay que definir:

- La dirección de los rayos solares incidentes se van a denominar por un vector unitario \vec{s} .
- La dirección de los rayos solares reflejados hacia el receptor (foco puntual en lo alto de la torre) se van a denominar por un vector unitario \vec{t} .
- La normal al espejo en el centro geométrico del mismo se va a denominar por un vector unitario \vec{n} .

La orientación de un helióstato se especifica por su normal unitaria \vec{n} , Figura 44, de la forma

$$\vec{n} = \frac{\vec{s} + \vec{t}}{|\vec{s} + \vec{t}|}.$$

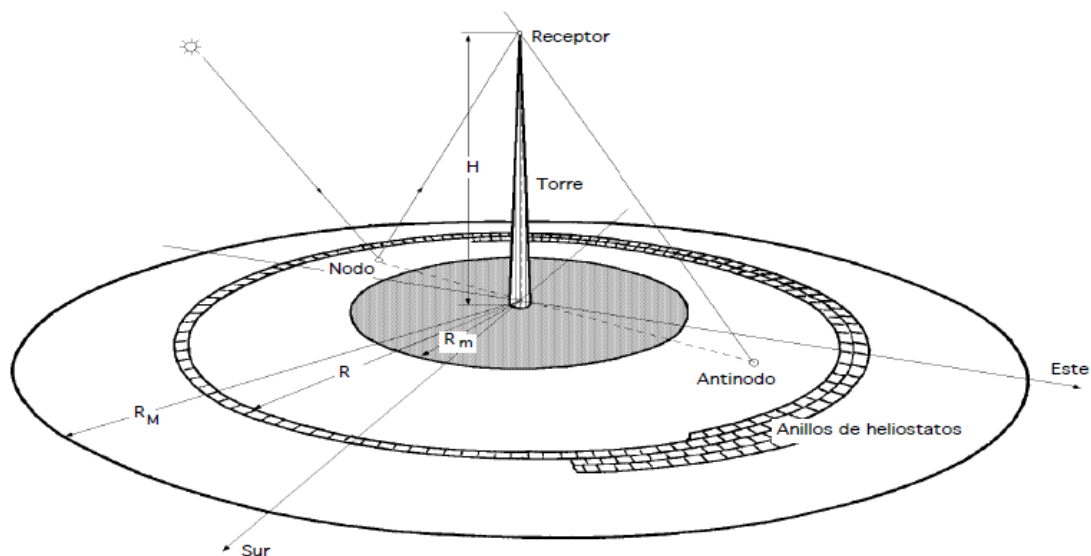


Figura 44 Orientación de helióstato

Esta ecuación constituye la relación básica de dirección para un helióstato cualquiera, definida en función del tiempo por cuanto \vec{s} varía en cada instante, y en función del espacio por cuanto \vec{t} relaciona el helióstato con el receptor situado en la torre. Además, en esta relación básica, hay que tener en cuenta los ángulos de incidencia y reflexión, que son iguales demostrados por la Ley de Snell (aspecto que no se va a desarrollar).

Asimismo, para una orientación precisa del helióstato, hay que tener en cuenta el movimiento aparente del Sol respecto al lugar donde se encuentra la planta. El movimiento aparente del Sol se puede determinar por la posición del Sol, el día del año y la hora del día. Estos parámetros definen tres ángulos que representan la latitud del lugar donde está el

concentrador, la declinación media del día y el ángulo horario. Estos ángulos hay que tenerlos bien definidos para una buena eficiencia del sistema, cuya solución es meramente geométrica y trigonométrica y no se tratará.

2.6.5. Pérdidas:

La distribución de los helióstatos sobre el terreno responde a criterios de optimización técnico-económica que tiene en cuenta parámetros tales como las sombras que se dan unos a otros, los «bloqueos» –interrupción de la radiación reflejada por el helióstato situado delante del que estamos considerando– la altura de la torre, los costes del terreno y de los distintos elementos que integran el sistema. Así se va a desarrollar cada una de ellas, mostrando la influencia de cada uno de ellos en función del momento del año y su influencia en el rendimiento global de la planta, según un estudio realizado a una planta de 50 MW con distribución norte de helióstatos con la ayuda del programa informático NSPOC (software desarrollado por GAST y remodelado por CTAER y Nevada Software para el apoyo en sus procesos de diseño de planta termosolares de receptor central).

Los parámetros necesarios para optimizar el campo de helióstatos son los siguientes:

a) **Pérdidas en la captación:** Las pérdidas que se producen en la captación pueden englobarse en dos grupos: pérdidas geométricas y pérdidas por reflectancia.

- **Pérdidas geométricas**

Las pérdidas geométricas son función exclusiva de la geometría del campo solar, es decir, de las dimensiones y posiciones relativas de los elementos que la integran (helióstatos, torre, receptor) y de la posición del Sol, por lo que depende fuertemente del tiempo y del diseño del conjunto solar. Pueden distinguirse tres causas para estas pérdidas:

- Pérdidas originadas por la reducción del área visible proyectada por el Sol a causa de la inclinación del eje óptico del helióstato con respecto a la trayectoria de los rayos solares. Estas pérdidas son proporcionales al coseno del ángulo que forma la normal a la superficie del helióstato con respecto a los rayos solares, y se cuantifican mediante el llamado **factor coseno**, que se encuentra en función del día para cada día y helióstato. Un esquema que representa esta pérdida es el que se muestra en la Figura45:

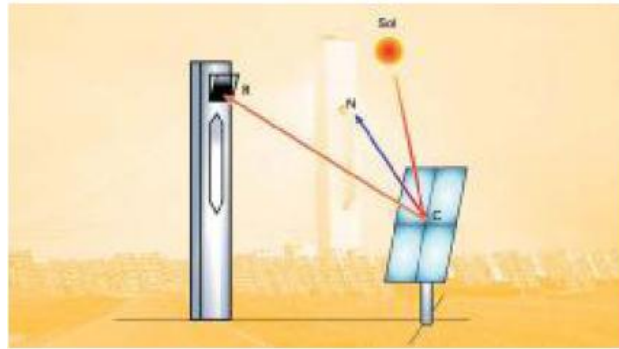


Figura 45 Factor coseno

Para el estudio detallado se observan cuatro situaciones con posiciones solares distintas en función del mes y la hora.

- A las ocho de la mañana en el mes de enero se observa como los helióstatos situados en la cara oeste tienen un rendimiento cercano a la unidad y a medida que se desplaza hacia el este disminuye como este rendimiento haciendo sectores paralelos a la línea norte – sur, como muestra la Figura 46.

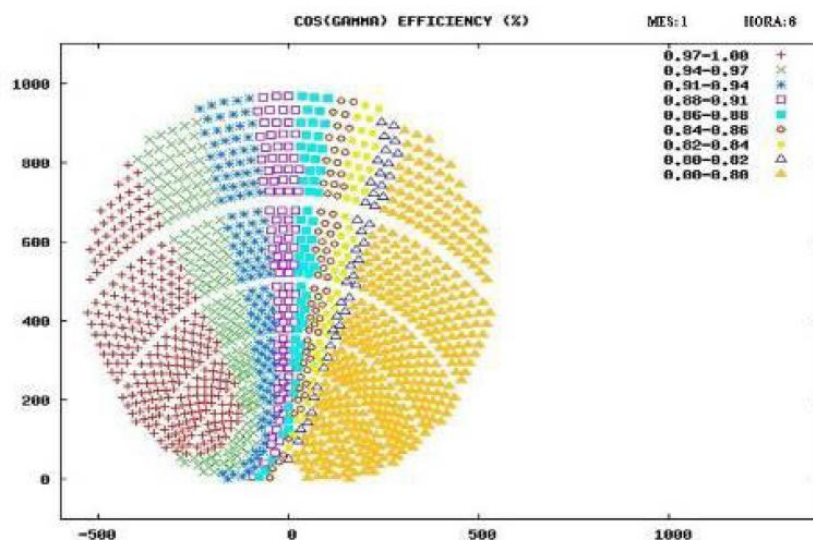


Figura 46 Rendimiento coseno gamma 1

- El factor coseno que presenta el campo de helióstatos (Figura 47) en el mes de marzo a las doce de la mañana muestra un notable mejoría respecto al mes de enero ya que a pesar de que la cantidad de espejos con rendimiento unidad disminuye, el rendimiento global medio del campo es muy superior porque coincide con el equinoccio de primavera, situación en la que el Sol se encuentra con menor inclinación con respecto al helióstato.

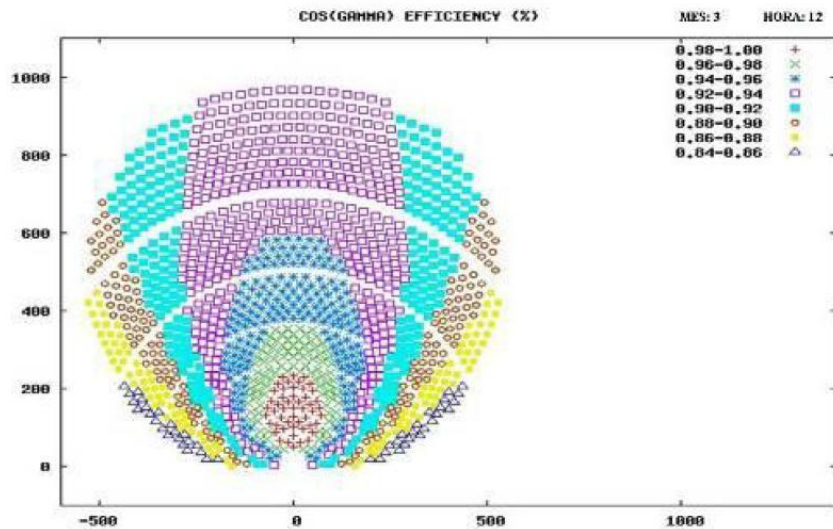


Figura 47 Rendimiento coseno gamma 2

- En el mes de junio a las 12 de la mañana el rendimiento global del campo de helióstatos es un 10 % menor que el de marzo debido a que en este mes nos encontramos en el solsticio de verano, situación en la que el Sol está en su posición más alejada respecto de la Tierra, y con esta inclinación el número de helióstatos con un ángulo de incidencia favorable disminuye, como se muestra en la Figura 48.

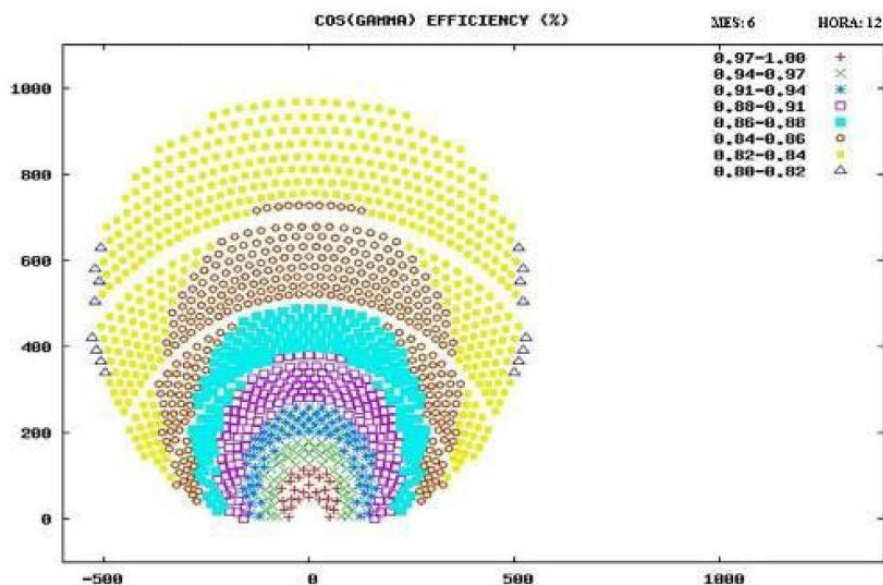


Figura 48 Rendimiento coseno gamma 3

- En el mes de junio a las cinco de la tarde debido a la rotación del Sol los helióstatos situados en la cara este del campo presentan un rendimiento unidad y a medida que nos desplazamos hacia el oeste la normal a la superficie del espejo coincide con la línea de incidencia solar (Figura 49).

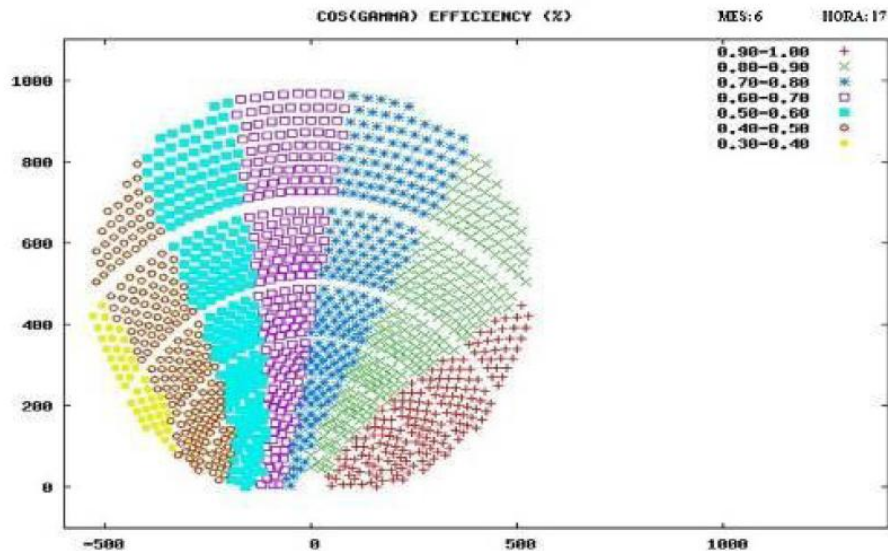


Figura 49 Rendimiento coseno gamma 4

- Pérdidas por sombras, que engloban tanto las producidas por unos helióstatos sobre otros como por la torre y cualquier otro elemento sobre los helióstatos. Causan también una reducción del área reflectante útil y son asimismo función de la posición del Sol y, por tanto, de la hora del día para cada día del año.

- Pérdidas por bloqueos, que cuantifican la fracción de radiación solar reflejada por los helióstatos que no llega al receptor al resultar bloqueada la radiación reflejada por los helióstatos vecinos, sobre todo por los de delante del considerado. Como en los casos anteriores, este efecto también depende del momento del día y del año.

A la hora de cuantificar las pérdidas geométrica, debe tenerse en cuenta que pueden existir zonas de superficie reflectante que están a la vez sombreadas y bloqueadas, por lo que las pérdidas por sombras y bloqueos deben cuantificarse en un solo factor (factor de sombras y bloqueos). La Figura 50 ilustra este grupo de pérdidas:

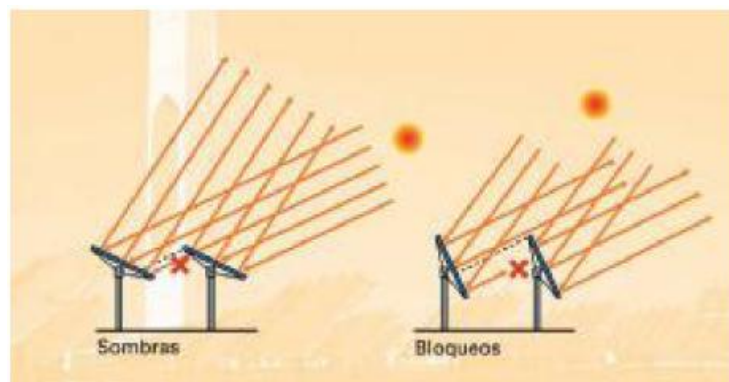




Figura 50 Sombras y bloqueos

Como en el caso anterior, se muestran diferentes situaciones en distintas épocas del año:

- Las sombras y bloqueos en el mes de enero a las ocho de la mañana son muy significativas debido a que el Sol está en una posición muy baja y los espejos entre sí se bloquean porque tienen una posición muy vertical, como se observa en la Figura 51.

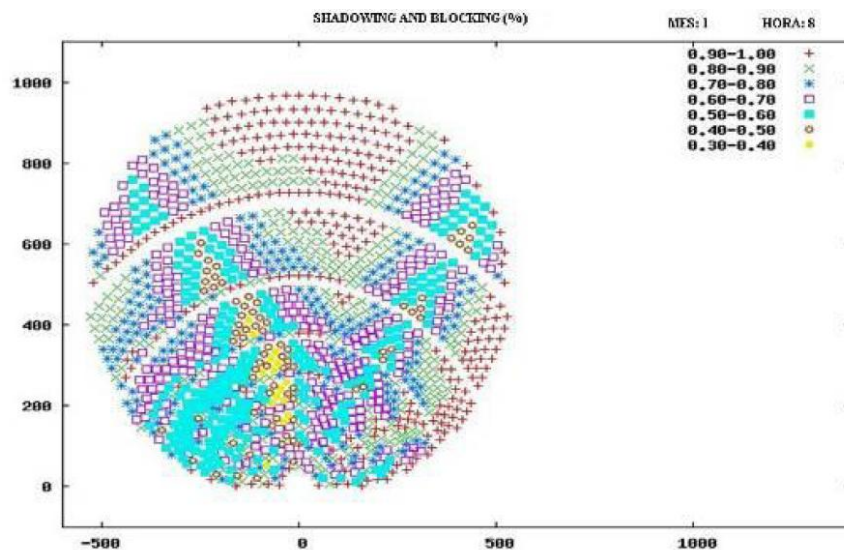


Figura 51 Rendimiento sombras y bloqueos 1

- En el mes de marzo a las doce de la mañana (Figura 52) como el rendimiento global del campo es máximo debido a que la posición del Sol hace que los espejos no interfieran unos con otros.

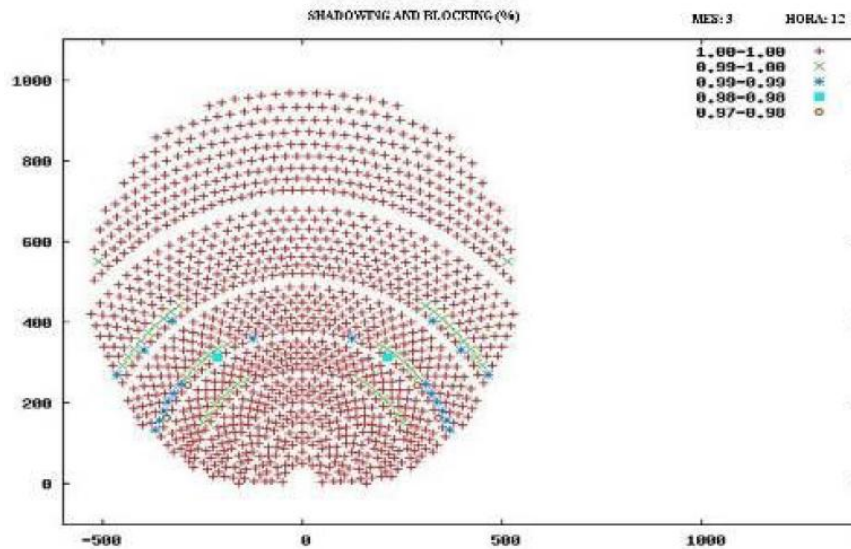


Figura 52 Rendimiento sombras y bloqueos 2

- En el mes de junio a las doce de la mañana la diferencia que presenta esta pérdida respecto a la del mes de marzo es casi nula debido a la correcta disposición de los helióstatos, como se observa en la Figura 53.

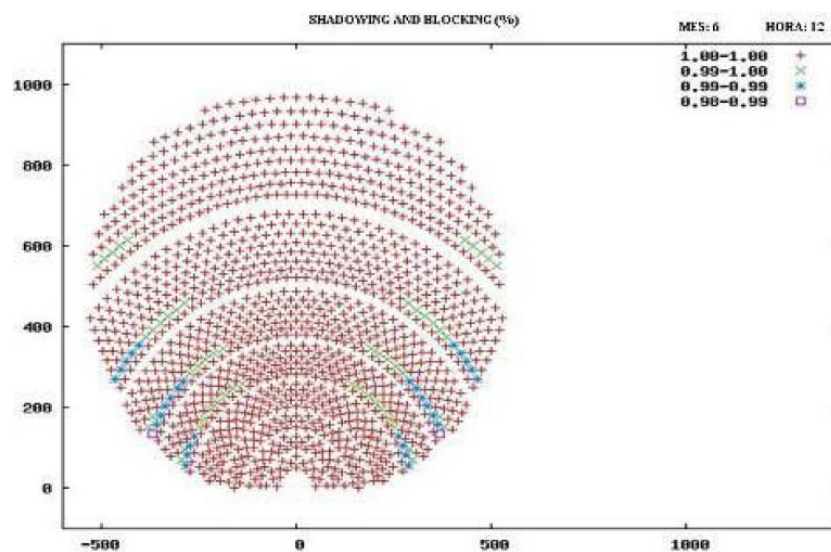


Figura 53 Rendimiento sombras y bloqueos 3

- **Pérdida por reflectancia.**

Los helióstatos no reflejan la totalidad de la radiación solar que incide sobre su superficie reflectante, ya que parte de esa radiación es absorbida por el vidrio. La razón entre radiación incidente y radiación reflejada se denomina reflectancia y depende de la longitud de onda de la radiación incidente. El valor de la reflectancia depende del grado de limpieza (ensuciamiento) de los espejos.

b) Pérdidas en la transmisión a través de la atmósfera: la radiación solar reflejada por el helióstato en su camino entre la superficie reflectante y el receptor sufre una atenuación debida a procesos de absorción y dispersión. Esta atenuación, que depende de las condiciones atmosféricas al nivel de superficie, será mayor cuanto mayor sea la distancia que recorre la radiación reflejada y la turbiedad del aire entre los helióstatos y el receptor (Figura 54).

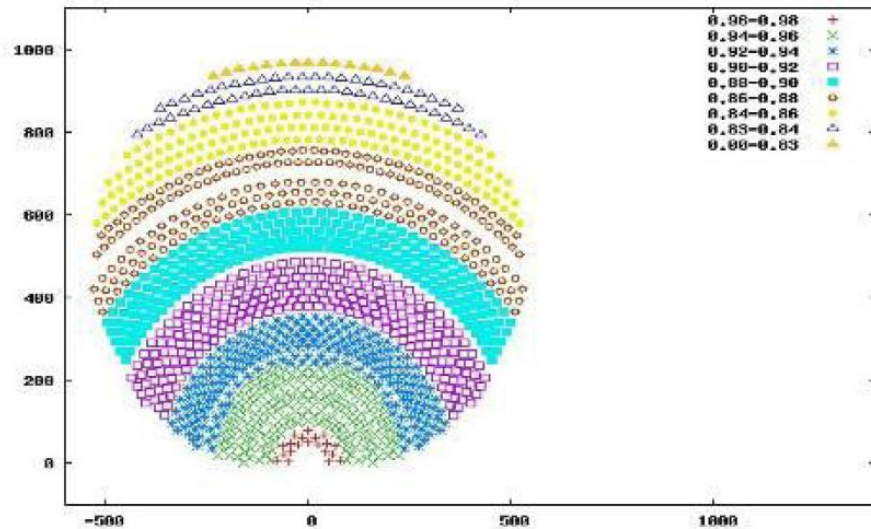


Figura 54 Rendimiento pérdidas en la transmisión a través de la atmósfera

c) Pérdidas en la captación de la radiación solar concentrada por el receptor: como consecuencia de las imperfecciones de las superficies reflectantes, errores de la dirección de los helióstatos, agrupamiento de la longitud focal de las facetas por motivos de fabricación, etc., una parte de la radiación reflejada por el campo de helióstatos que llega a las inmediaciones del receptor no alcanza su superficie absorbedora. Este hecho se cuantifica mediante el llamado factor desbordamiento, como se muestra en la Figura 55.



Figura 55 Factor desbordamiento

A continuación, se muestran distintas situaciones en distintas épocas del año:

- El mes de enero a las ocho de la mañana el factor de desbordamiento presenta una distribución de rendimiento de cada heliostato del campo manera que aquellos que están situados en la zona periférica su rendimiento es menos que los situados en la zona central. La posición solar hace que los heliostatos situados en la cara este tengan un rendimiento menor, como se muestran en la Figura 56.

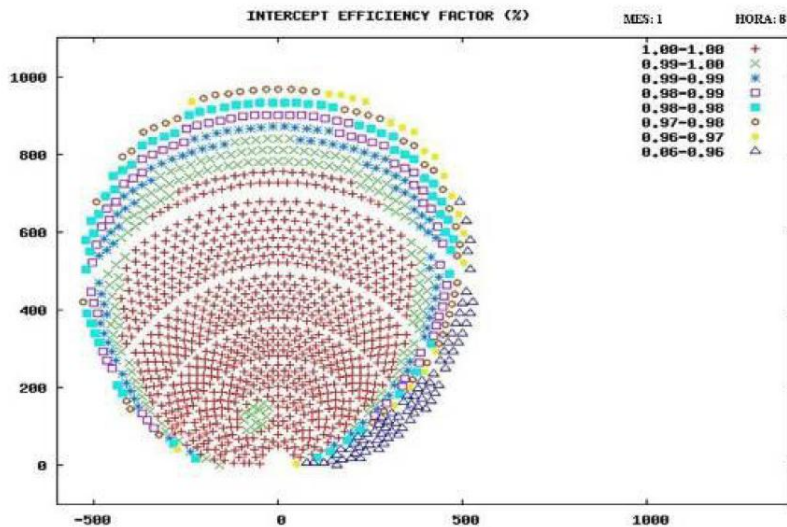


Figura 56 Rendimiento factor desbordamiento 1

- La situación es muy similar a la del mes de enero pero a las doce de la mañana el Sol se encuentra en su posición más alta de manera que es simétrica la distribución del rendimiento de los heliostatos (Figura 57).

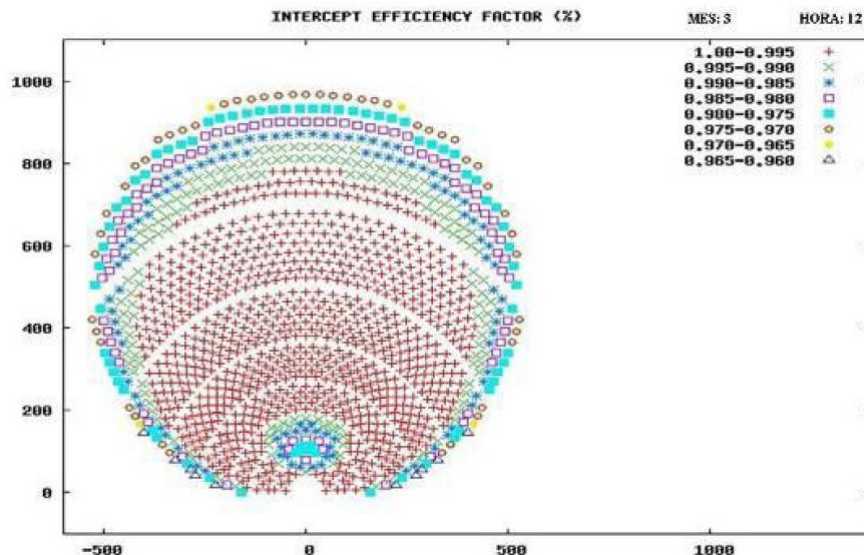


Figura 57 Rendimiento factor desbordamiento 2

- Independientemente de estar en el equinoccio de primavera o en el solsticio de verano, la diferencia de distribución de rendimientos es casi nula (Figura 58).

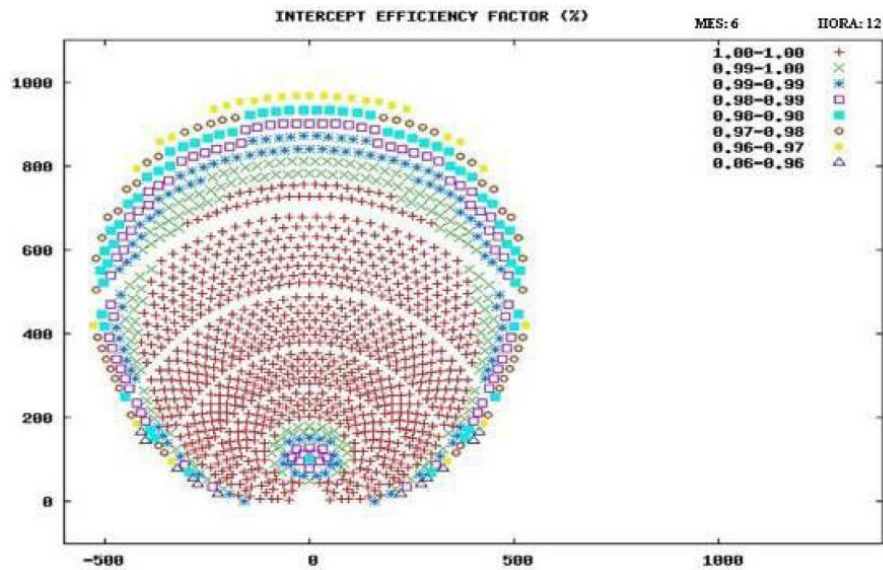


Figura 58 Rendimiento factor desbordamiento 3

- En el mes de junio a las cinco de la tarde el desbordamiento está muy presente en la cara oeste del campo y obviamente, también, en la cara periférica este (Figura59).

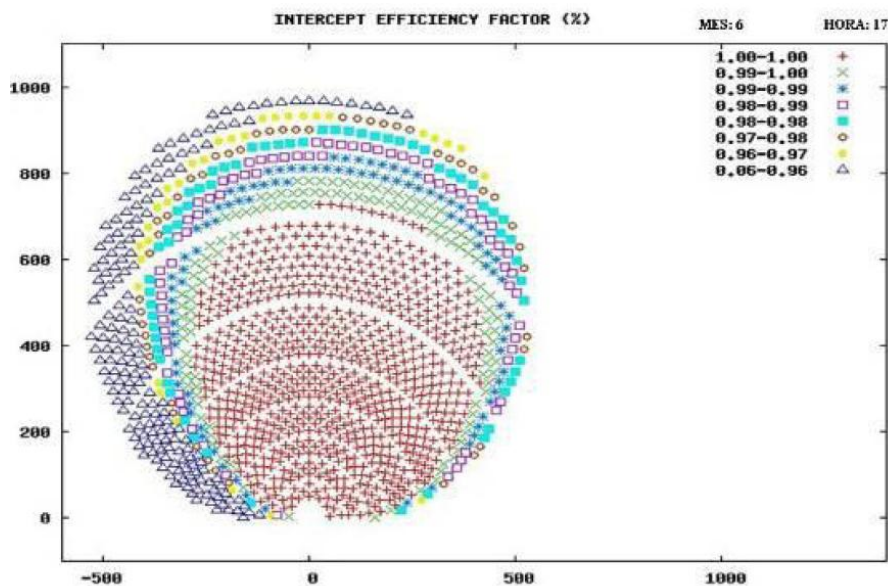


Figura 59 Rendimiento factor desbordamiento 4

d) **Pérdidas en la conversión fototérmica:** La conversión de la energía radiante en energía térmica tiene lugar en el receptor, donde se producen una serie de pérdidas:

- Pérdidas por radiación. Las pérdidas por radiación pueden desglosarse en pérdidas por reflexión, que depende de la absorbancia de la superficie absorbidora (la fracción no absorbida será reflejada hacia el exterior) y pérdidas por emisión, que dependen de la temperatura y de la emisividad de la superficie absorbidora.
- Pérdidas por convección, desde la superficie absorbidora al entorno. Son proporcionales a la diferencia de temperatura entre la superficie absorbidora y el ambiente.

- Pérdidas por conducción desde el absorbedor a los restantes elementos estructurales y auxiliares que integran el receptor. Estas pérdidas son también proporcionales a la diferencia de temperatura entre el absorbedor y estos elementos.

e) **Pérdidas en la parte convencional y autoconsumos:** Estas pérdidas engloban las producidas en generadores de vapor (de existir), intercambiadores de calor, turbina, alternador, etc. Los llamados autoconsumos o consumos propios recogen la energía eléctrica para el funcionamiento de la central (accionamiento de bombas y motores, trazado eléctrico, etc.).

f) **Potencia de apertura:** Es la potencia reflejada por el campo solar que entra por la apertura del receptor.

Distintas situaciones en diferentes épocas del año son las siguientes:

- En el mes de enero a las ocho de la mañana se observa en la Figura 60 como el rendimiento global del campo es muy bajo debido al mes y a la hora a la que se encuentra.

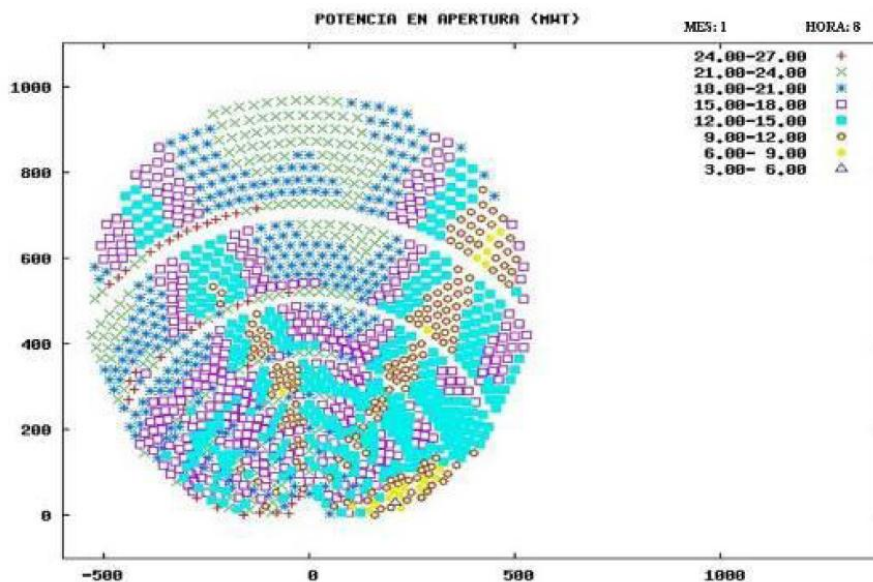


Figura 60 Potencia de apertura 1

- En el mes de marzo a las doce de la mañana se observa como la potencia en apertura es mucho mayor debido a que la inclinación de los helióstatos orienta la radiación de manera óptima sin existir pérdidas geométricas de ningún tipo (Figura61).

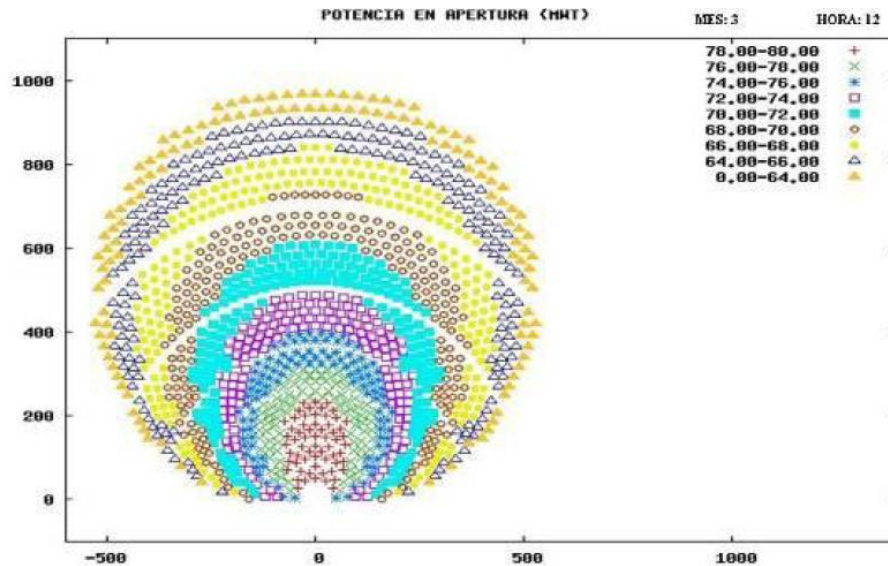


Figura 61 Potencia de apertura 2

- En el mes de junio a las doce de la mañana se observa (figura 62) como la distribución es similar que a la del mes de marzo y por la variación de la posición solar a las doce de la mañana en el mes de junio respecto al mes de marzo muestra una distribución similar a la de atenuación atmosférica.

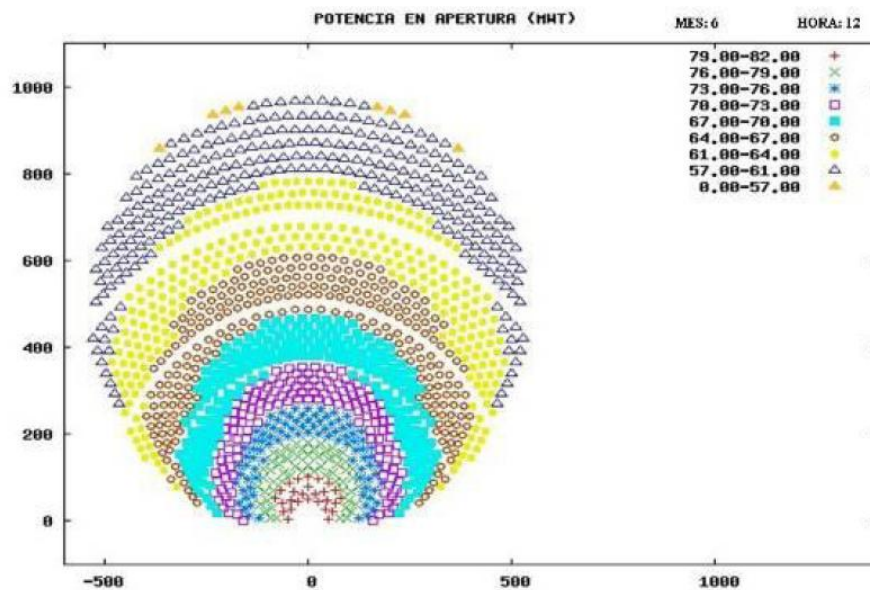


Figura 62 Potencia de apertura 3

- En el mes de junio a las cinco de la tarde la potencia que entra en el receptor presenta una distribución más desfavorable que a las doce de la mañana debido a la inclinación del Sol, ya que éste no se encuentra en su punto más alto y se encuentra en una posición baja (Figura 63).

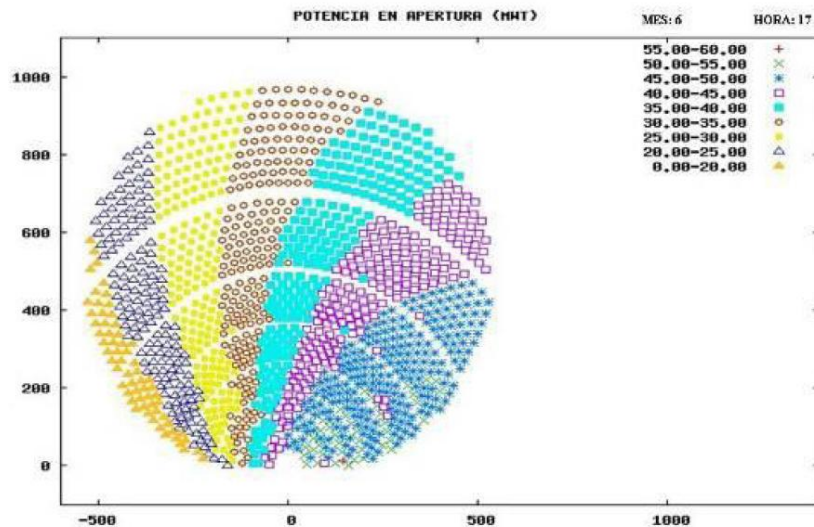


Figura 63 Potencia de apertura 4

g) **Rendimientos y balance energético:** Cada uno de los procesos descritos en el apartado anterior lleva, por tanto, aparejado un rendimiento, definido normalmente como relación entre potencia (o energía) de salida y potencia (o energía) aportada al proceso. La Figura 64 siguiente representa un balance energético típico de un sistema de receptor central, del que se obtiene el orden de magnitud el rendimiento global de la planta.

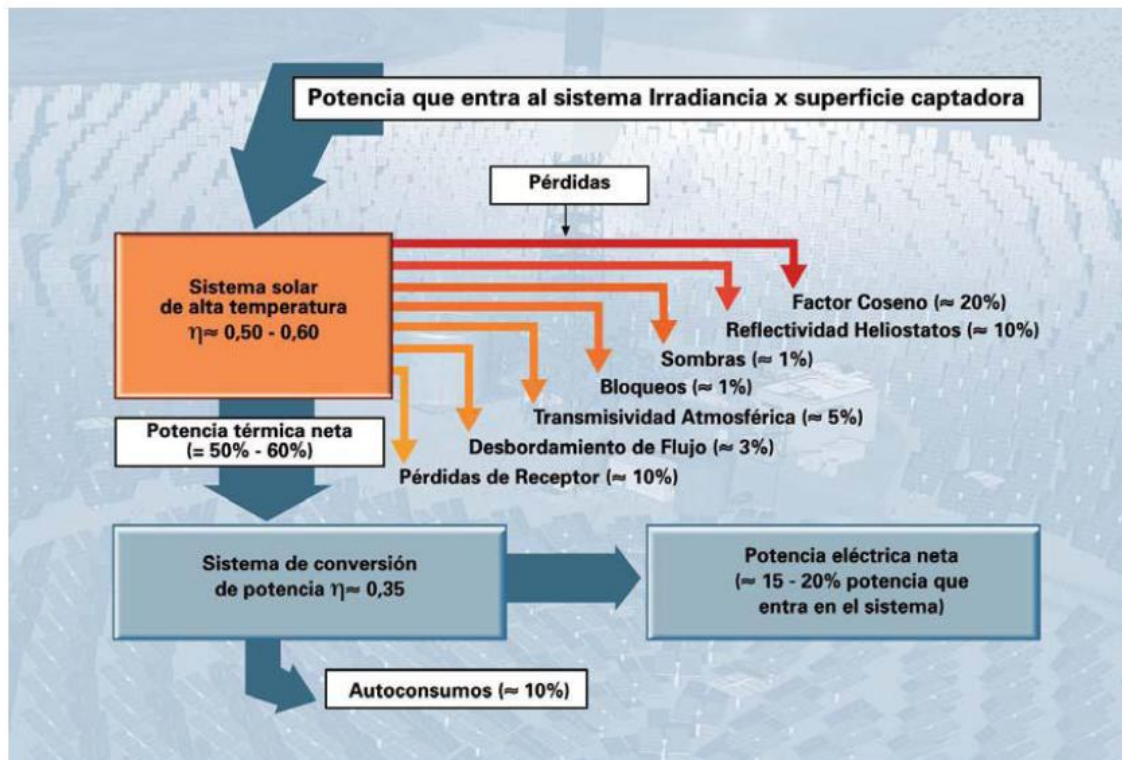


Figura 64 Balance energético de una planta de receptor central

El programa NSPOC también se puede emplear para la simulación de plantas con campo circular, obteniendo los mismos parámetros de estudio. En el apartado siguiente se muestra un ejemplo de distribución circular.

2.6.6. Campo circular o campo norte:

Como ya se ha visto, el campo de helióstatos puede ser campo norte o campo circular, según la latitud del lugar y el tamaño de la planta. En general, en latitudes bajas y, dado que el Sol está mucho tiempo muy alto en la bóveda celeste, es mejor un campo circular que uno norte. Pero hasta la fecha no se habían realizado estudios acerca de cuál de las opciones es mejor desde el punto de vista energético. Pero se han desarrollado programas informáticos que permiten hacer aproximaciones muy exactas de plantas termosolares de receptor central, como el programa NSPOC con el que se pueden determinar aproximadamente las distintas pérdidas del sistema (que se tratarán en siguientes apartados). Una comparativa con la distinta distribución de los helióstatos es la que se muestra en la Figura 65:

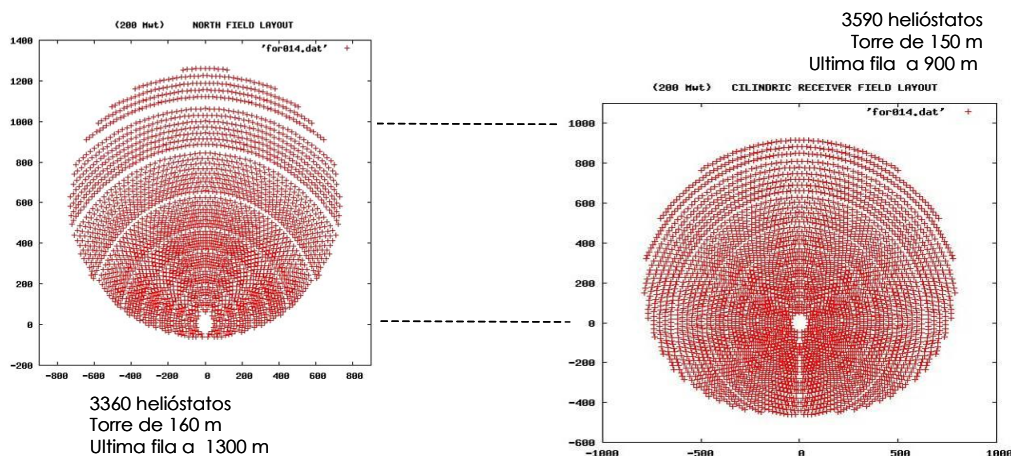


Figura 65 Comparación para una planta de 70 MWe con diseños de campo norte y circular

En los dos diseños se han considerado utilizarían un receptor de sales fundidas y que los helióstatos son equivalentes a los utilizados en las plantas comerciales de España. Como puede verse, aunque el número de helióstatos es muy parecido en ambos casos para una potencia de 70 MW el campo norte ofrece, todavía para ese nivel de potencia, mejores resultados. Los valores de distancia del último helióstato y de altura de la torre siguen siendo razonables. Ese nivel de potencia podría considerarse el que, para plantas de las características referidas, marcaría la frontera entre una y otra tipología de receptor y campo. A este análisis de rendimiento combinado óptico y térmico habría que superponerle otro de carácter ingenieril sobre la factibilidad y ventajas entre un receptor de cavidad y uno externo para esos tamaños.

Respecto a la duda de hasta que tamaño podrán escalarse las plantas de tipo torre, teniendo en cuenta la disminución de rendimiento de los helióstatos con la distancia así como los límites constructivos de alturas de la torre, los cálculos realizados con el programa NSPOC muestra

dimensiones técnicamente factibles, no sólo para las plantas de 100 MW de potencia que están siendo diseñadas en EE.UU. sino para potencias incluso superiores.

Otro aspecto que está en vías de desarrollo es la idea de plantas con distribución circular con más de una torre. La razón es que el coseno de gamma (pérdida desarrollada en profundidad en el apartado anterior y que está relacionada con el ángulo entre la normal del heliostato y la radiación solar) mejoraría significativamente si cada heliostato pudiera apuntar en cada momento a lo largo del día a la torre con la que tuviese una mejor posición relativa. Este efecto, como se muestra en la Figura 66, corresponde a un nivel del 5% pudiendo apreciarse la mejora significativa de los heliostatos en la parte sur del campo cuando se utilizan cuatro torres ya que dichos heliostatos apuntan a la torre situada al sur como si estuviesen en un campo norte.

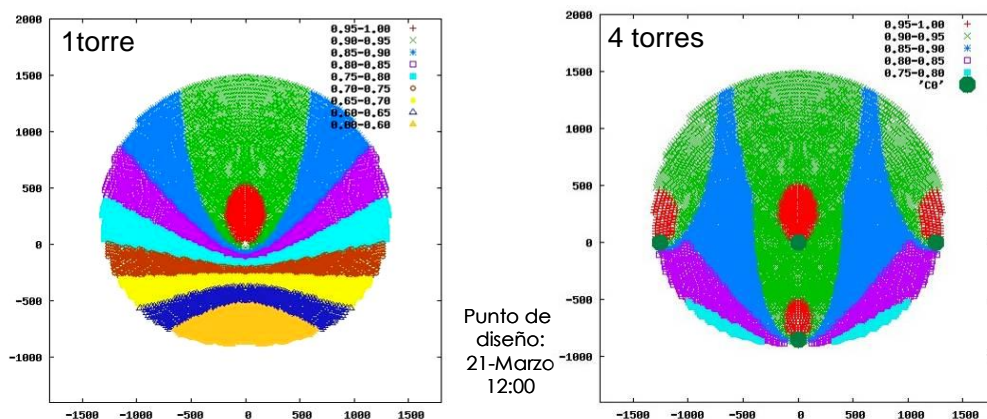


Figura 66 Coseno gamma en las distintas partes de un campo de una planta de 140 MWe con una o cuatro torres

Este concepto, conocido como multitorre, solo podría tener sentido para plantas de gran tamaño, por encima de los 100 MW de potencia. En términos de energía anual a la salida del receptor, teniendo en cuenta todos los factores de eficiencia óptica junto con las pérdidas térmicas de los cuatro receptores, es de aproximadamente un 15 % superior en el diseño con cuatro torres para una planta de 140 MW. No obstante, a la hora de decidirse por uno u otro concepto habría que tener en cuenta el impacto económico de las pérdidas térmicas y de bombeo asociadas al transporte del fluido portador desde cada una de las torres hasta el bloque de potencia así como la influencia de trabajar cada uno de los receptores a carga parcial durante muchas horas del año.

2.6.7. Receptor:

La liberación de calor durante la conversión termodinámica presenta un problema a tener muy en cuenta, y es la refrigeración. Un planta termosolar de receptor central por cada 100 MW de potencia obtenida, se necesitarían 20000 m³ de agua de refrigeración por hora. Es un aspecto muy importante, dada la probabilidad de que las centrales futuras se instalen en desiertos o en

tierras semiáridas dada la necesidad de este caudal de agua. Esto restringirá la elección de estos lugares.

A parte de la refrigeración, es importante conocer qué tipo de receptor va a tener instalado la planta. A modo comparativo, se van a desarrollar las ventajas e inconvenientes entre los receptores de tubos y los receptores volumétricos (Figura 67).

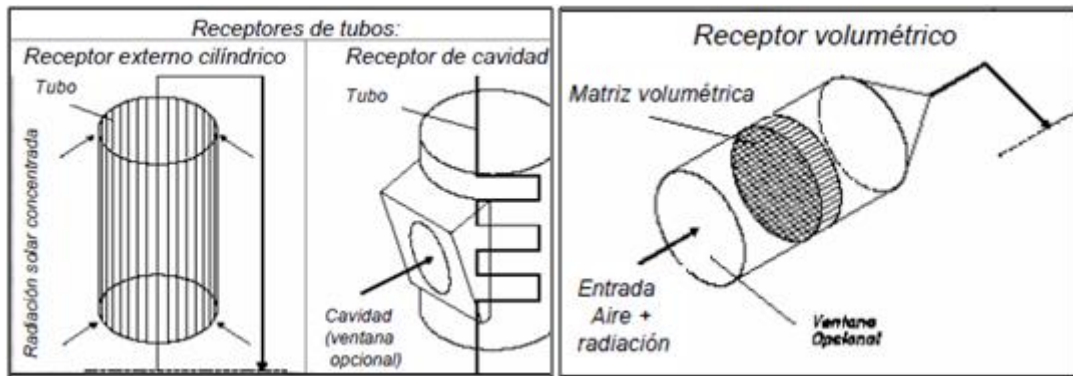


Figura 67 Receptores de tubos y volumétricos

En los receptores tubulares se obtiene una menor radiación solar sobre una superficie, se consiguen altas temperaturas a la entrada que provoca un aumento de las pérdidas IR y existen paredes, es decir, dos superficies de transferencia de calor donde se producen más pérdidas. La Figura 68 refleja estas ventajas e inconvenientes de forma gráfica:

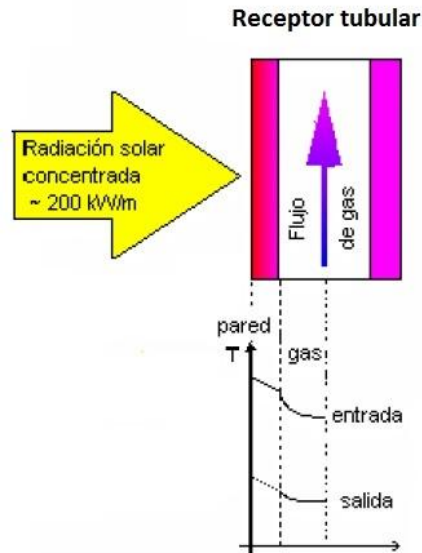


Figura 68 Funcionamiento receptor de tubos

En cuanto a los receptores volumétricos, la radiación en un volumen aumenta, produciéndose una mayor concentración. Además, se producen temperaturas mayores a la salida, lo que se traduce en una reabsorción de la radiación IR. También cuentan con una pared de absorción y transferencia, pero con una mayor superficie, produciéndose una mayor transferencia de calor al aire. De forma global, se producen menores pérdidas convectivas. En la Figura 69 se muestran estas ventajas e inconvenientes:

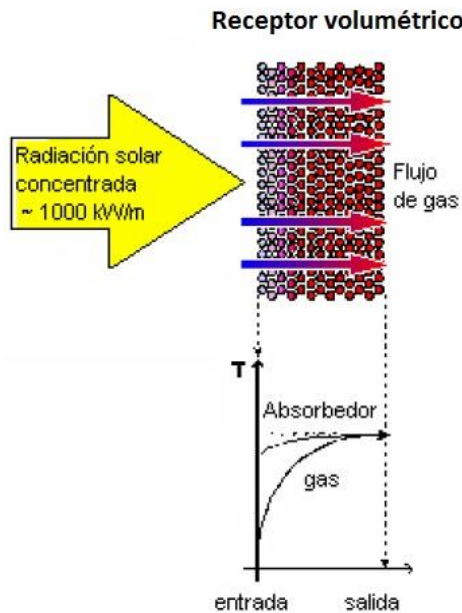


Figura 69 Funcionamiento de receptor volumétrico

En lo dicho hasta ahora, se podría decir que los receptores volumétricos tienen mayores prestaciones y son más eficaces que los receptores tubulares, pero presentan una serie de problemas que hay que tener muy presentes:

- Presentan dificultad para controlar el caudal de aire (placas perforadas, diseños modulares, diafragmas...).
- Eficiencias experimentales menores de las esperadas.
- Fallo y mal funcionamiento del receptor, produciéndose la destrucción del absorbedor, como se muestra en la Figura 70.



Figura 70 Fallo de receptor volumétrico

- Además estudios teóricos apuntan a un reparto no homogéneo del caudal en el receptor, como se observa en la Figura 71.

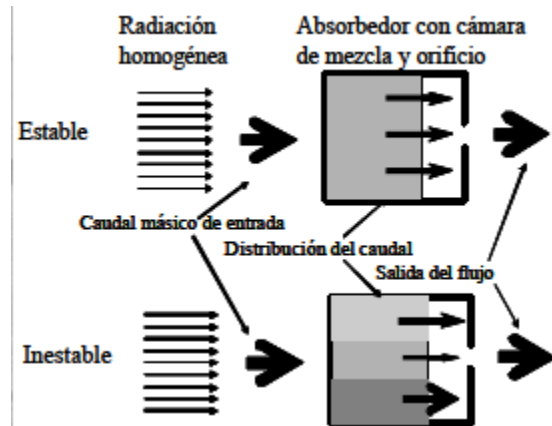


Figura 71 Reparto de caudal en el receptor

- Y según algunos autores, existe inestabilidad del flujo másico. Como se observa en la Figura 72, existen 3 valores de temperatura para el mismo parámetro de soplado (relacionado con la presión). Esto hace posible el salto de una solución a otra, creándose la inestabilidad.

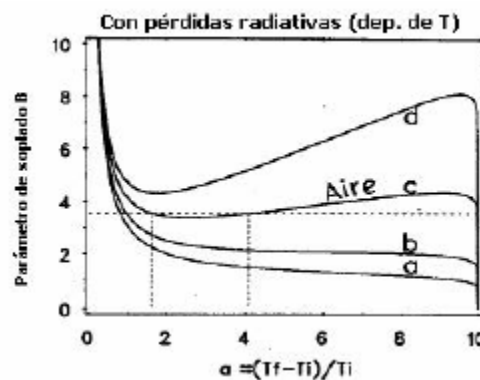


Figura 72 Temperatura frente al parámetro de soplado

En conclusión, en los receptores volumétricos existe la necesidad de conocer mejor que pasa dentro del absorbedor, es decir, la transferencia de calor a través de las distribuciones de temperatura. Ésta se estudia en laboratorios, donde se hace una reproducción a pequeña escala del sistema de receptor volumétrico, como el que tiene Ciemat (Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas) en la Plataforma Solar de Almería (Figura 73).

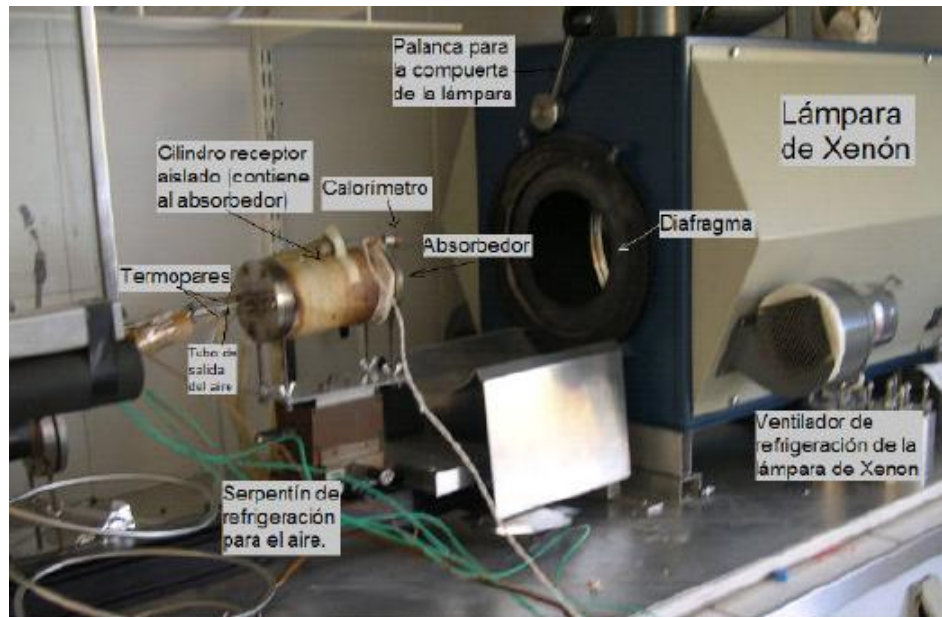


Figura 73 Receptor volumétrico en laboratorio

En ella, se obtienen resultados tales como la medida de la radiación en el foco (Figura 74 izquierda), la distribución de temperaturas del aire tras el absorbedor (Figura 74 derecha) y la evolución temporal de temperaturas y respuesta a excitaciones (Figura 75 gráfica).

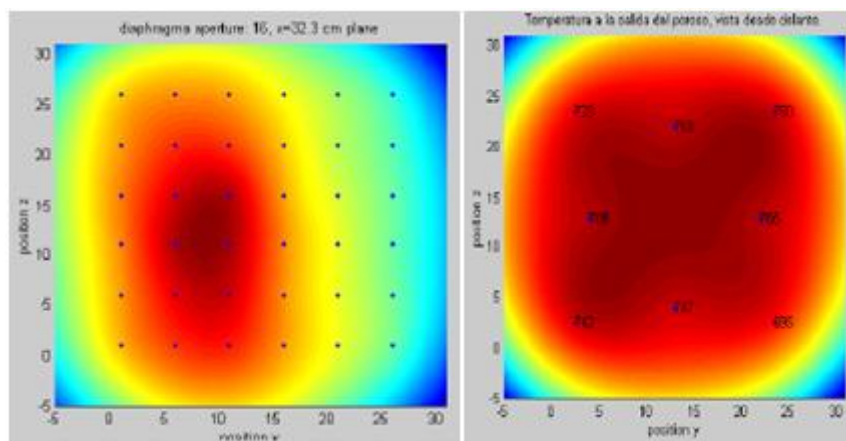


Figura 74 Radiación en el foco y distribución de temperaturas del aire tras el absorbedor

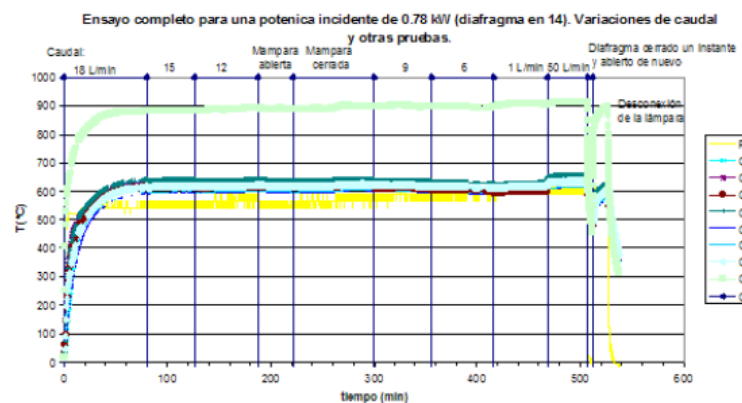


Figura 75 Evolución temporal de temperaturas y respuestas a excitaciones

Otra forma de estudio, es ver la transferencia de calor a través de las distribuciones de temperatura reales en el receptor por medio de cámaras infrarrojas. Estas cámaras proporcionan imágenes que permiten ver cuál es la distribución de temperatura en plantas de investigación, como el receptor de la torre CESA – 1 de la PSA, en las que se han desarrollado el funcionamiento del ciclo de potencia con sales fundidas (Figura 76), y esa distribución en plantas en funcionamiento, como la Figura 77 que muestra la distribución de temperaturas en el receptor desde diferentes perspectivas.

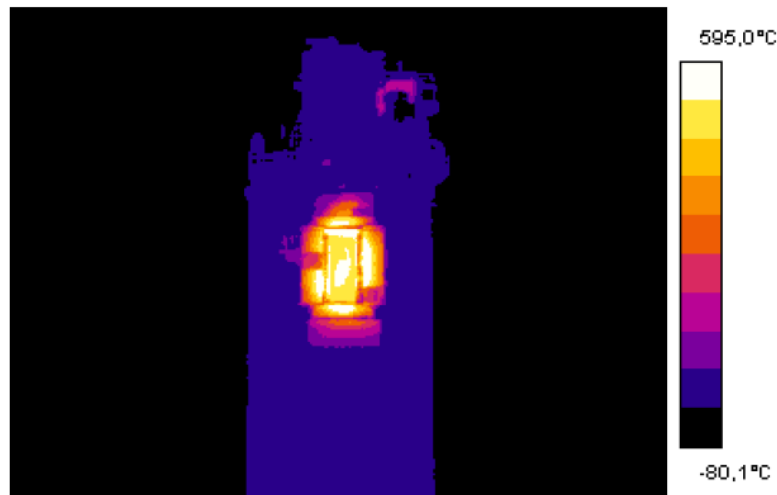


Figura 76 Imagen infrarroja de panel receptor de sales en torre CESA-1

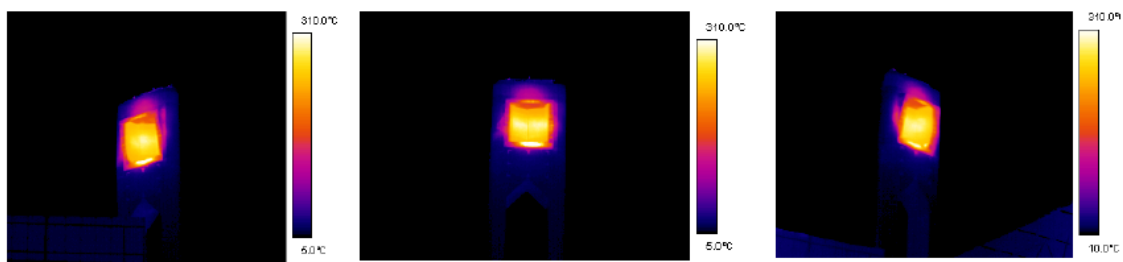


Figura 77 Medida infrarroja del receptor PS10 durante la fase de puesta en marcha desde tres puntos de observación del campo

2.6.8. Almacenamiento:

Desde el punto de vista del dimensionado y el diseño de un sistema de almacenamiento, se debe tener en cuenta tanto los factores que afectan a la capacidad del almacenamiento como los que inciden sobre el coste del mismo. La capacidad de almacenamiento se suele medir en horas de funcionamiento de la planta a potencia nominal (no en términos de energía térmica almacenada).

Los principales factores técnicos a tener en cuenta son:

- Alta densidad energética de la sustancia o material de almacenamiento.

- Buena transferencia de calor entre el fluido de trabajo del campo solar.
- Estabilidad mecánica y química de la sustancia de almacenamiento.
- Compatibilidad química entre fluido de transferencia de calor, la sustancia de almacenamiento y el material de los intercambiadores, en caso de existir.
- Reversibilidad en los ciclos de carga y descarga.
- Bajas pérdidas térmicas del sistema.
- Control.

Esta capacidad de almacenamiento es posible gracias a los aislantes térmicos que se emplean, llegando a crear, como en el caso de los tanques de sales fundidas, superficies casi adiabáticas, que tienen unas pérdidas de $1^{\circ}\text{C}/\text{día}$.

Los parámetros característicos de un sistema de almacenamiento térmico para plantas que empleen sales fundidas como fluido de trabajo son los siguientes:

- Cantidad de energía que se puede almacenar.
- Tipo y cantidad de sales necesarias.
- Temperatura del tanque caliente y del tanque frío.
- Horas previsibles de almacenamiento.
- Caudal de circulación.
- Dimensiones de los tanques.
- Número de intercambiadores.
- Tipo de bomba.
- Caudal y presión de las bombas.

En cuanto a qué tipo de sales se pueden emplear en la planta, aparecen distintas alternativas: HITEC (mezcla de tres compuestos: NaNO_3 , NaNO_2 y KNO_3) con punto de congelación en 120°C , HITEC XL (mezcla de tres compuestos: $\text{Ca}(\text{NO}_2)_2$, NaNO_3 y KNO_3) con punto de congelación en 130°C , y la más habitual, compuesta por NaNO_3 (60%) y KNO_3 (40%). Las características más importantes son:

- Punto de congelación: 220°C .
- Densidad: $1800 \text{ kg}/\text{m}^3$.
- Calor específico: $1500 \text{ J}/\text{kg} \cdot \text{K}$.
- Poca reactividad.
- Bajo coste, 1 €/kg .

2.6.9. Tren de generación de vapor y ciclo de potencia:

El tren de generación de vapor , cuyo esquema se muestra en la Figura 78, es el elemento donde se produce el vapor que alimenta a la turbina en el caso de plantas que emplean otro fluido de trabajo que no es vapor, como sales fundidas. Es un intercambiador de calor entre el fluido de trabajo (sales fundidas) y agua. Es el punto más débil e una central termoeléctrica por las siguientes razones:

- Tiene las condiciones de trabajo más duras, donde se producen las temperaturas más altas.
- Por ello, sufre continuas dilataciones y contracciones en sus componentes.
- Sufre tensiones térmicas durante arranques y paradas.

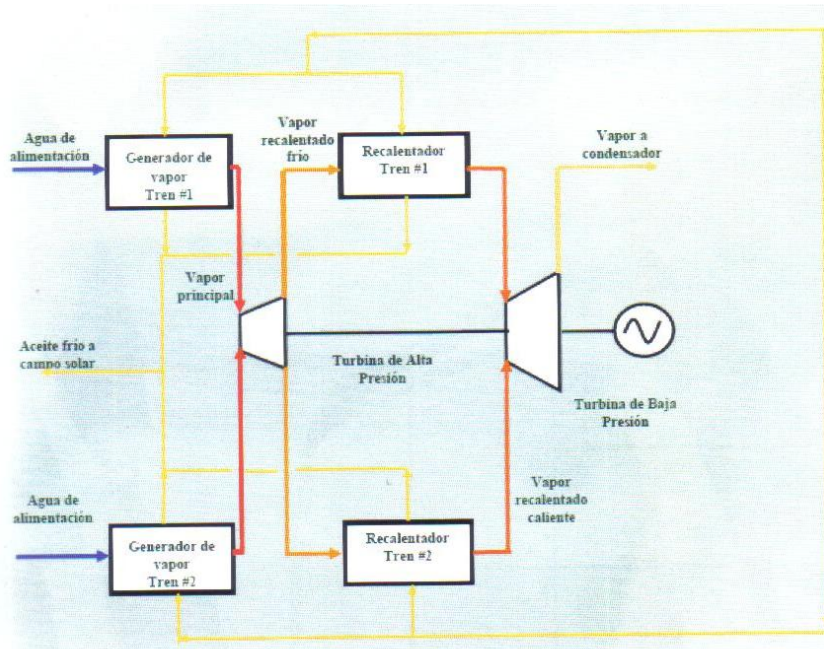


Figura 78 Esquema de tren de generación de vapor

Otro aspecto fundamental que hay que diseñar minuciosamente es el ciclo de potencia, particularmente la turbina. Para el diseño de la turbina que va a emplear una planta termosolar se siguen una serie de criterios de selección de turbinas, que se resumen:

- Potencia: hay que estudiar si la opción más viable es una o dos turbinas, una para base (24 horas) o para picos. Además, con más rigor, hay que determinar cuál es la opción técnico – económica más interesante.
- Rendimiento: es uno de los criterios más importantes. Hay que estudiar el rendimiento a plena carga y es muy importante conocer la curva de rendimiento con la carga. Otro

punto de gran importancia es conocer como se distribuyen las pérdidas por medio de un balance de energía:

- Permite conocer cuáles son las necesidades de refrigeración del condensador.
- Permite conocer cuáles son las pérdidas por radiación, importantes para ver como es la curva de enfriamiento.
- Precio: el precio de una turbina depende de muchos factores, que se pueden agrupar en factores técnicos (potencia, tecnología, material empleado, etc.) y factores no técnicos (marca, política comercial, estructura de la empresa fabricante, etc.).
- Prestigio de marca y tecnología: los modelos más prestigiosos en el mercado y las marcas que tienen mayor hegemonía lo son porque han tenido un gran éxito técnico durante un gran período de tiempo. Son las grandes referencias.
- Madurez técnica del modelo: es importante que la turbina elegida esté consolidada y se conozcan de antemano las situaciones a las que han estado sometidas y los posibles problemas que tienen. En el caso de modelos experimentales y novedosos, se debe contar con el apoyo íntegro del fabricante.
- Disponibilidad garantizada: hay que asegurarse de que el fabricante conoce las condiciones de trabajo y que garantice que las condiciones que se exigen se pueden cumplir (calidad del vapor, condiciones ambientales, paradas y arranques, etc.).
- Tiempo de arranque: el tiempo de arranque en las diferentes situaciones (arranque en frío, templado y caliente) es un dato muy importante para decantarse por una turbina. Los tiempos de arranque en caliente se sitúan entre 30 y 90 minutos.
- Curva de degradación: las prestaciones de la turbina se degradan con el tiempo. Los principales parámetros no son iguales a lo largo de toda su vida. Es necesario conocer la degradación de la potencia, la degradación del rendimiento y la recuperación de potencia y rendimiento tras una revisión mayor. Los valores habituales de degradación se sitúan entre 0.3 – 0.6 % anual en rendimiento y 0.5 – 1 % anual en potencia. La Figura 79 siguiente muestra una curva de degradación de una turbina determinada de una potencia menor a 150 MW.

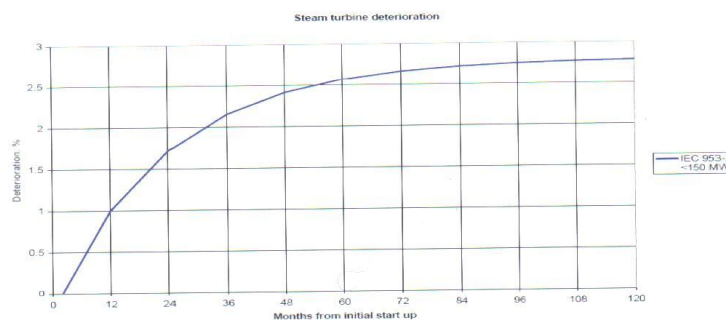


Figura 79 Curva de degradación de turbina

- Servicio técnico del suministrador.
- Plazo de entrega.

2.6.10. Gestionabilidad y aspectos de integración a la red:

Para facilitar su amplia integración en la red y una participación significativa en el mix de generación, las energías renovables deben cumplir una serie de características como:

- Firmeza, es decir, fiabilidad en el cumplimiento de la generación programada y comunicada el procedimiento operativo del mercado intradiario.
- Estabilidad permitiendo mantener el sincronismo ante perturbaciones transitorias.
- Poder ser controladas por el Operador del Sistema atendiendo a la situación y necesidades de la red.

Las centrales de más de 10 MW son obligatoriamente conectadas al centro de control CECRE para las unidades de generación de fuentes renovables de energía. El CECRE de Red Eléctrica de España (Figura 80) fue creado en 2006, está integrado en el CECOEL que controla todo el sistema eléctrico español, y constituye una solución pionera a nivel mundial que facilita la integración de la generación renovable.

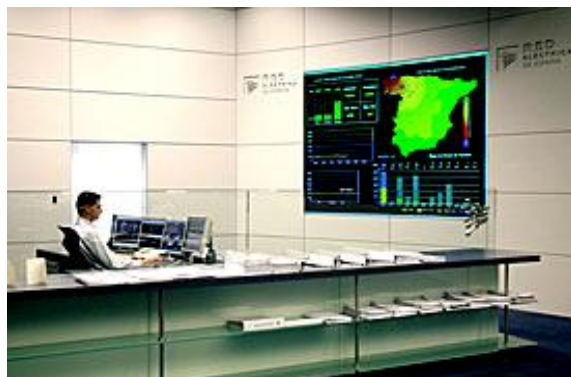


Figura 80 Centro de control de régimen especial (Cecre)

Con ellas se permite la integración segura en el sistema eléctrico y dichas características son perfectamente demostrables por las centrales solares termoeléctricas (STE).

Entrando más en detalle en los aspectos de estabilidad del sistema se puede decir que hay dos formas de regulación de potencia como respuesta a los posibles desequilibrios en la red que sea preciso corregir.

El primer aspecto correspondería a la propia respuesta de las máquinas rodantes con su gran inercia, como las plantas termosolares de receptor central con su turbina de vapor y alternador, que almacenan energía cinética y la pueden entregar de forma inmediata incluso antes de la actuación de los sistemas de control.

El segundo de ellos es proporcionado por los reguladores automáticos de los que van dotados las máquinas rodantes, que permiten responder en un rango de pocos segundos (regulación primaria) cuando sean detectadas variaciones en los valores de referencia de la potencia o de la velocidad de giro de la turbina. Para que dicha respuesta no sitúe al conjunto generador de



la turbina y el alternador a una frecuencia distinta de la requerida por el sistema se les dota de otro sistema (regulación secundaria) cuyo rango de acción se extiende unos minutos.

Dejando a un lado los conceptos relativos a la estabilidad del sistema eléctrico, los aspectos más cualitativos de seguimiento de la curva de demanda, estas plantas tienen la capacidad de poder responder a necesidades de la demanda por ejemplo, desconectándose de la red cuando hay un exceso de generación sin perder por ello la capacidad de seguir aprovechando la radiación solar mediante su sistema de almacenamiento, o manteniendo o elevando el nivel de potencia, cuando se les solicita y están por debajo de la potencia nominal, incluso en situaciones de ausencia de radiación mediante la hibridación permitida con la caldera gas natural.

Este conjunto de posibilidades les otorga el calificativo de “gestionables” y constituye el valor añadido más importante.

Capítulo 3:

Desarrollo del ciclo de potencia de la PS10

La PS 10 de Sevilla, como ya se ha comentado, es la primera planta termosolar de receptor central con carácter comercial. Además, es el primer proyecto que se realizó tras la conocida “larga noche termosolar”. La gran importancia que ha tenido este proyecto a nivel mundial ha permitido el desarrollo de más plantas que emplean la tecnología de receptor central y, de ahí, la necesidad de realizar un estudio termodinámico completo que ayude a conocer y determinar la viabilidad técnica de estos proyectos tomando como modelo la PS 10 de Sevilla. El procedimiento a seguir es: descripción general de las instalaciones de potencia a partir de vapor, descripción de los principales parámetros de estudio, desarrollo y justificación del problema y otras alternativas al ciclo de vapor.

3.1. Instalaciones de potencia a partir de vapor

Los procesos que tienen lugar en las instalaciones de generación de electricidad, como en la PS 10, son muy complejos y para su estudio teórico son imprescindibles idealizaciones para desarrollar modelos termodinámicos adecuados. Aunque el estudio de modelos simplificados proporciona conclusiones cualitativas sobre el rendimiento de los equipos reales, permiten conocer también cómo afectan al rendimiento real cambios en los principales parámetros de funcionamiento.

El fluido de trabajo de la PS 10 es agua, como el de la mayoría de estas instalaciones. Para facilitar el análisis termodinámico, la planta se puede descomponer en 4 subsistemas: el subsistema de generación de vapor, que corresponde al receptor solar y al campo de helióstatos, el subsistema transformación de calor en trabajo, ciclo Rankine, el subsistema de generación eléctrica y adaptación a la red y el subsistema de refrigeración. El funcionamiento general de todos los subsistemas es el que se ha expuesto en capítulos anteriores.

El subsistema de conversión de calor en trabajo es el verdaderamente importante y del que se obtiene trabajo que se puede aprovechar para la generación de electricidad. Está compuesto por el generador de vapor, turbina, condensador y sistema de bombeo. Estos componentes están interconectados y cada unidad de masa del fluido de trabajo recorre periódicamente un ciclo termodinámico completo, denominado ciclo Rankine. Antes de continuar con el ciclo, hay que tener en cuenta algunas consideraciones de cada uno de estos componentes:

- **Turbina:** es un dispositivo en el que se produce trabajo como resultado del paso de un gas (o líquido, pero no es el caso) a través de un sistema de álabes solidarios a un eje que puede girar libremente. El funcionamiento consiste en un gas que entra a la turbina y se expande hasta una presión de salida menor produciendo trabajo que se transfiere a un generador. Para una turbina en estado estacionario, los balances de masa y energía pueden reducirse a:

$$\frac{dE_{vc}}{dt} = \dot{Q}_{vc} - \dot{W}_{vc} + \dot{m}_e \left(h_e + \frac{C_e^2}{2} + g \cdot z_e \right) - \dot{m}_s \left(h_s + \frac{C_s^2}{2} + g \cdot z_s \right)$$

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s \quad 0 = \frac{\dot{Q}_{vc}}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_{vc}}{\dot{m}} + (h_e - h_s) + \frac{C_e^2 - C_s^2}{2} + g(z_e - z_s)$$

Existe una pérdida de calor con el entorno, pero que a veces es pequeña en relación con los términos de trabajo y la variación de entalpía.

- **Bomba:** es un dispositivo en el que el trabajo consumido se utiliza para modificar el estado del líquido. La simplificación del balance de energía y masa es igual que para la turbina, sólo cambia por los criterios de signo, ya que a la bomba hay que introducirle trabajo, mientras que de la turbina se obtiene trabajo.

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s \quad 0 = \frac{\dot{Q}_{vc}}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_{vc}}{\dot{m}} + (h_e - h_s) + \frac{C_e^2 - C_s^2}{2} + g(z_e - z_s)$$

- **Condensador:** se trata de un intercambiador de calor, dispositivo donde se intercambia energía entre fluidos. Existen diferentes métodos de transferencia de calor y por lo tanto diferentes dispositivos. La función principal consiste en disminuir la

temperatura del vapor a la salida de la turbina, condensándolo y transformándolo en líquido para que pueda volver a la bomba y continuar con el ciclo. La simplificación del balance de energía y masa para un condensador de flujos cruzados, como el que se muestra en la Figura 81, es el siguiente:

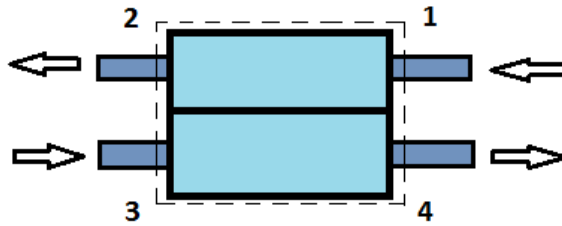


Figura 81 Condensador de flujo cruzado

$$\begin{aligned} \dot{m}_1 &= \dot{m}_2 & \dot{m}_3 &= \dot{m}_4 \\ 0 &= \dot{Q}_{vc} - \dot{W}_{vc} + \dot{m}_1 \left(h_1 + \frac{C_1^2}{2} + g \cdot z_1 \right) + \dot{m}_3 \left(h_3 + \frac{C_3^2}{2} + g \cdot z_3 \right) \\ &\quad - \dot{m}_2 \left(h_2 + \frac{C_2^2}{2} + g \cdot z_2 \right) - \dot{m}_4 \left(h_4 + \frac{C_4^2}{2} + g \cdot z_4 \right) \end{aligned}$$

Pero lo realmente importante es el calor que transfiere el fluido de trabajo como se muestra en la Figura 82, por lo tanto:

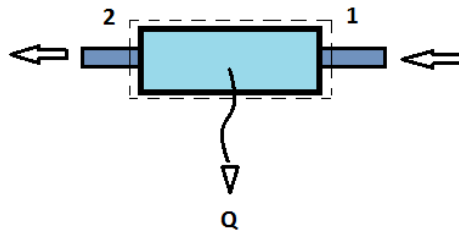


Figura 82 Calor transferido en condensador

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_2 \quad 0 = \frac{\dot{Q}_{vc}}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_{vc}}{\dot{m}} + (h_1 - h_2) + \frac{C_1^2 - C_2^2}{2} + g(z_1 - z_2)$$

3.2. Principales parámetros de estudio

Las principales transferencias de calor y trabajo del ciclo de potencia de la PS 10 son las que se observan en la Figura 83, cuyo criterio de signos es el indicado por las flechas. Las pérdidas de calor que tienen lugar entre los distintos componentes de la planta y el entorno se ignoran para simplificar. Los efectos de las energías cinética y potencial son también despreciables por su poca influencia en el cálculo y cada componente se analizará en estado estacionario. Así, con los balances de energía y de masa expuestos anteriormente y estas nuevas consideraciones, se van a desarrollar los principales parámetros termodinámicos de cada componente que se utilizarán para el estudio de la planta termosolar PS 10, así como otros parámetros más específicos de funcionamiento.

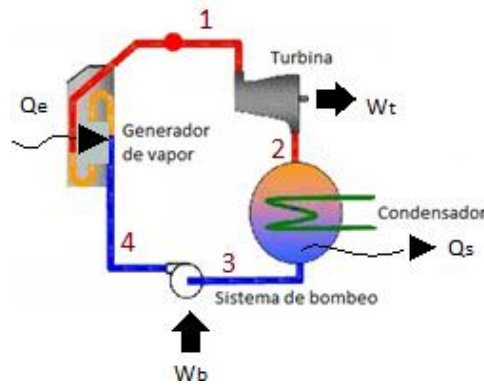


Figura 83 Principales transferencias de calor y trabajo en ciclo

- **Turbina:** El vapor que circula por el estado 1 se encuentra a elevada presión y temperatura. Este vapor se expande a través de la turbina para producir trabajo, descargándose en el condensador a baja presión. Despreciando el calor transferido al ambiente, los balances de masa y energía se reducen a:

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s \quad 0 = \frac{\dot{Q}_{ve}}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_{vc}}{\dot{m}} + (h_e - h_s) + \frac{C_e^2 - C_s^2}{2} + g(z_e - z_s)$$

$$\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}} = h_1 - h_2$$

Donde \dot{m} es el flujo másico del fluido de trabajo y $\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}}$ es el trabajo por unidad de masa desarrollado por la turbina.

- **Condensador:** en el condensador se transfiere calor del vapor que sale de la turbina al agua de refrigeración. El vapor condensa y el agua de refrigeración aumenta de temperatura. En estado estacionario, los balances de masa y energía resultan:

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s \quad 0 = \frac{\dot{Q}_{vc}}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_{ve}}{\dot{m}} + (h_e - h_s) + \frac{C_e^2 - C_s^2}{2} + g(z_e - z_s)$$

$$\frac{\dot{Q}_s}{\dot{m}} = h_2 - h_3$$

Donde $\frac{\dot{Q}_s}{\dot{m}}$ es la energía transferida en forma de calor desde el fluido de trabajo al agua de refrigeración por unidad de masa.

- **Bomba:** el agua líquida procedente del condensador en el estado 3 es bombeado del condensador hasta el receptor situado en lo alto de la torre a una presión más alta. Así, suponiendo que no hay transferencia de calor con el ambiente, los balances se simplifican de la siguiente forma:

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s \quad 0 = \frac{\dot{Q}_{ve}}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_{vc}}{\dot{m}} + (h_e - h_s) + \frac{C_e^2 - C_s^2}{2} + g(z_e - z_s)$$

$$\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}} = h_4 - h_3$$

Donde $\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}$ es el trabajo consumido por la bomba por unidad de masa.

- **Receptor solar:** el fluido de trabajo completa un ciclo termodinámico cuando el líquido procedente de la bomba se calienta hasta la saturación y se evapora en el absorbedor. Los balances de masa y energía para este volumen de control se resumen:

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s \quad 0 = \frac{\dot{Q}_{vc}}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_{ve}}{\dot{m}} + (h_e - h_s) + \frac{C_e^2 - C_s^2}{2} + g(z_e - z_s)$$

$$\frac{\dot{Q}_e}{\dot{m}} = h_1 - h_4$$

Donde $\frac{\dot{Q}_e}{\dot{m}}$ es el flujo de calor transferido de la concentración de la radiación solar al fluido de trabajo por unidad de masa.

- **Otros parámetros de funcionamiento:** estos parámetros ya no pertenecen a las fases del ciclo termodinámico (ciclo Rankine), sino que proporcionan datos globales de la planta en cuanto a aspectos de funcionamiento. Estos parámetros son los siguientes:
 - **Rendimiento térmico:** el rendimiento térmico indica la cantidad de energía recibida por el fluido de trabajo en el receptor que se convierte en trabajo neto producido. Con las expresiones desarrolladas anteriormente, el rendimiento térmico del ciclo se resume en:

$$\eta = \frac{\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}}{\frac{\dot{Q}_e}{\dot{m}}} = \frac{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)}{h_1 - h_4}$$

- **Relación de trabajos:** es la relación entre el trabajo consumido por la bomba y el trabajo desarrollado por la turbina. Como se demostrará en el desarrollo del problema, la variación de entalpía específica del vapor que se expande en la turbina es mucho mayor que la variación de entalpía específica del líquido que pasa por la bomba. La expresión es la siguiente:

$$rw = \frac{\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}}{\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}}} = \frac{h_4 - h_3}{h_1 - h_2}$$

- **Potencia neta:** es la diferencia entre la potencia desarrollada por la turbina y la potencia consumida por la bomba, determinándose la potencia neta de la planta. Su expresión es:

$$\dot{W}_{ciclo} = \dot{W}_t - \dot{W}_b$$

3.3. Desarrollo y justificación del problema

El problema que se plantea es un ciclo Rankine con vapor de agua como fluido de trabajo. A la turbina entra vapor saturado a 40 bar y a 250 °C de temperatura y del condensador sale líquido saturado a la presión de 0.06 bar a 50 °C, como se muestra en la Figura 84 donde se esquematiza el funcionamiento de la planta PS 10. Además se conoce que la potencia neta obtenida es 11 MW de potencia. Se pretende realizar un estudio termodinámico sin considerar el almacenamiento, desarrollándose todas las variables que se han explicado, como son el rendimiento térmico, la relación de trabajos, el flujo másico de vapor, el flujo de calor absorbido por el fluido de trabajo a su paso por el receptor solar, el flujo de calor cedido por el fluido de trabajo en el condensador, la potencia de la turbina y la potencia de la bomba de esta planta termosolar pionera a nivel comercial.

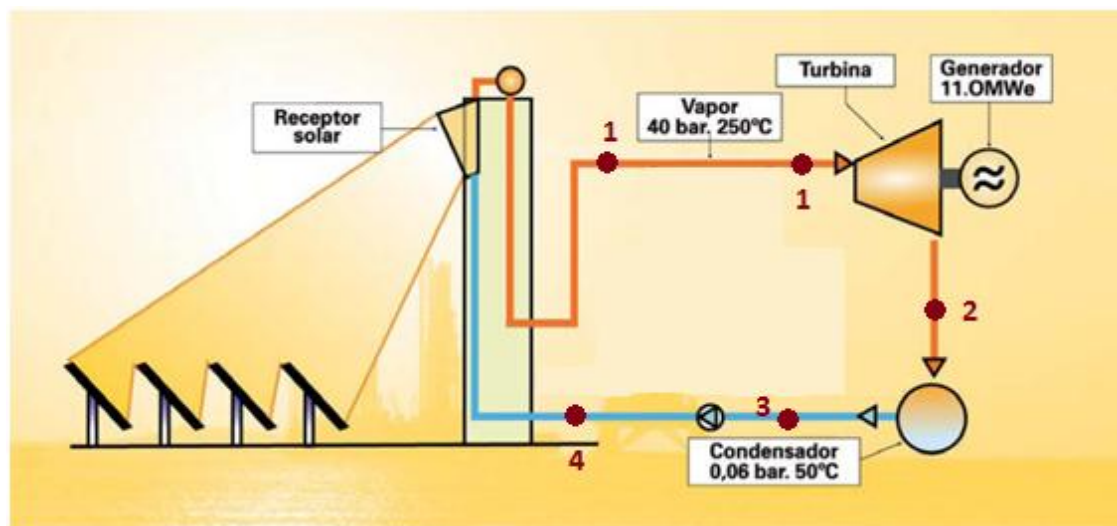


Figura 84 Esquema de funcionamiento de la PS 10

Para ello se van a desarrollar y comparar 2 situaciones, un ciclo Rankine ideal y otro ciclo Rankine con las principales irreversibilidades y pérdidas.

3.3.1. Ciclo ideal:

Las irreversibilidades y pérdidas de los distintos componentes de la planta afectan al rendimiento global de la PS 10. Sin embargo, resulta interesante considerar un ciclo ideal en el que no existan estas irreversibilidades porque así se establece un límite superior en el rendimiento del ciclo Rankine. Por ello, durante este estudio, no existirán pérdidas de presión por rozamiento en el receptor solar y el condensador y el fluido pasará a través de estos equipos a presión constante. Asimismo, en ausencia de irreversibilidades y sin transferencia de

calor al entorno, los procesos en la turbina y la bomba serán isentrópicos. Así, el diagrama T – s un ciclo Rankine ideal será similar al de la Figura 85:

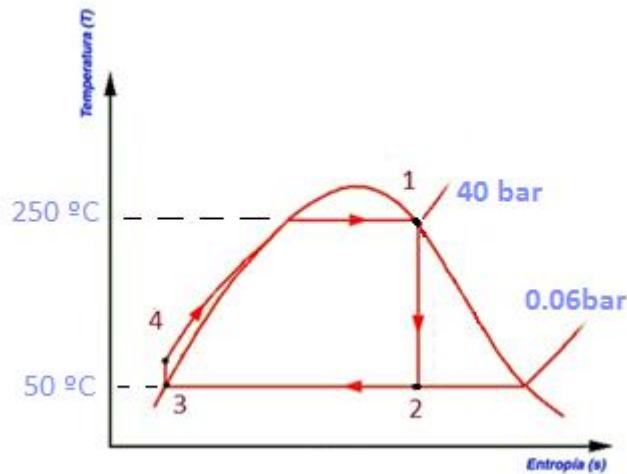


Figura 85 Diagrama T – s ciclo ideal

Los procesos que se observan en el diagrama son los siguientes:

- Proceso 1 – 2:** Expansión isentrópica del fluido de trabajo a través de la turbina desde vapor saturado en el estado 1 hasta la presión del condensador.
- Proceso 2 – 3:** Transferencia de calor desde el fluido de trabajo cuando circula a presión constante en el condensador, pasando a ser líquido saturado en el estado 3.
- Proceso 3 – 4:** Compresión isentrópica en la bomba hasta el estado 4 en estado líquido.
- Proceso 4 – 1:** Transferencia de calor hacia el fluido de trabajo cuando circula a presión constante a lo largo del receptor solar.

Como la bomba opera sin irreversibilidades, se puede utilizar una alternativa para el cálculo de la potencia que necesita por unidad de masa, cuya aproximación toma como constante en el proceso el volumen específico a la entrada de la bomba:

$$\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}} = \int_3^4 v \cdot dp \xrightarrow{\text{aproximación}} \frac{\dot{W}_b}{\dot{m}} = v_3(p_4 - p_3)$$

Antes de comenzar con el análisis, se van a recoger las consideraciones e hipótesis que se van a utilizar para el cálculo del ciclo Rankine ideal de planta termosolar PS 10.

Hipótesis:

- Cada componente se analiza como un volumen de control en estado estacionario.
- Todos los procesos que realiza el fluido de trabajo son reversibles.
- La turbina y la bomba funcionan adiabáticamente.
- Los efectos de las energías cinética y potencial son despreciables.

- A la turbina entra vapor saturado y del condensador sale líquido saturado, pudiéndose emplear las tablas de las propiedades del agua (líquido – vapor):

Análisis:

Lo primero que hay que hacer es definir los estados correspondientes a la Figura 85, determinando las propiedades del fluido de trabajo en cada uno de ellos:

- Estado 1 – Entrada a la turbina: La presión es de 40 bares y el vapor es saturado. De la tabla de propiedades del agua:

$$s_1 = 6.0701 \text{ kJ/kg} \cdot K$$

$$h_1 = 2801.4 \text{ kJ/kg}$$

- Estado 2 – Condensador: La presión es de 0.06 bar y queda determinado por el hecho de que la entropía específica es constante para la expansión adiabática e internamente reversible a través de la turbina. Así, con el empleo del título se obtiene la entalpía, usando los datos de líquido (subíndice f) y vapor saturado (subíndice g) en esas presiones:

$$x_2 = \frac{s_2 - s_f}{s_g - s_f} = \frac{(6.0701 - 0.5210) \text{ kJ/kg} \cdot K}{(8.3304 - 0.5210) \text{ kJ/kg} \cdot K} = 0.71056$$

Entonces la entalpía es:

$$h_2 = h_f + x_2 \cdot h_{fg} = 151.53 \text{ kJ/kg} + 0.71056 \cdot 2415.9 \text{ kJ/kg}$$

$$h_2 = 1868.19 \text{ kJ/kg}$$

- Estado 3 – Entrada a la bomba: Es líquido saturado a 0.06 bar y de las tablas:

$$h_3 = 151.53 \text{ kJ/kg}$$

- Estado 4 – Receptor solar: este estado queda determinado por la presión de 40 bares y la entropía específica $s_4 = s_3$. La entalpía específica se podría calcular por interpolación entre los datos de las tablas, pero los datos tabulados son relativamente escasos. Una buena aproximación es a partir del trabajo de la bomba por unidad de masa:

$$\begin{aligned} h_4 &= h_3 + \frac{\dot{W}_b}{\dot{m}} = h_3 + v_3(p_4 - p_3) = \\ &= 151.53 \text{ kJ/kg} + 1.0064 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg} (4 - 0.006) \text{ MPa} \cdot \frac{10^6 \text{ N/m}^2}{1 \text{ MPa}} \cdot \frac{1 \text{ kJ}}{10^3 \text{ N} \cdot \text{m}} \\ h_4 &= 155.54 \text{ kJ/kg} \end{aligned}$$



Una vez definidos los estados con sus propiedades, se realiza el estudio de todos los parámetros descritos anteriormente para la PS 10:

Rendimiento térmico ideal:

$$\eta = \frac{\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}}{\frac{\dot{Q}_e}{\dot{m}}} = \frac{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)}{h_1 - h_4} =$$

$$= \frac{(2801.4 - 1868.19) \text{ kJ/kg} - (155.54 - 151.53) \text{ kJ/kg}}{(2801.4 - 155.54) \text{ kJ/kg}}$$

$$\eta = 0.3511 = 35.11 \%$$

Relación de trabajo ideal:

$$rw = \frac{\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}}{\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}}} = \frac{h_4 - h_3}{h_1 - h_2} =$$

$$= \frac{(155.54 - 151.53) \text{ kJ/kg}}{(2801.4 - 1868.19) \text{ kJ/kg}}$$

$$rw = 0.0043 = 0.43 \%$$

Flujo másico de trabajo ideal:

A partir de la potencia neta de la planta, 11 MW, se obtiene:

$$\dot{m} = \frac{\dot{W}_{ciclo}}{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)} = \frac{11 \text{ MW} \cdot \frac{10^3 \text{ kJ}}{1 \text{ MW}} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}}}{(2801.4 - 1868.19) \text{ kJ/kg} - (155.54 - 151.53) \text{ kJ/kg}}$$

$$\dot{m} = 4.26 \cdot 10^4 \text{ kg/h}$$

Calor ideal absorbido en el receptor solar:

$$\dot{Q}_e = \dot{m}(h_1 - h_4) = 4.26 \cdot 10^4 \text{ kg/h} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} \cdot (2801.4 - 155.54) \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{Q}_e = 31309.3 \text{ kJ/s} = 31309.3 \text{ kW}$$

$$\dot{Q}_e = 31.31 \text{ MW}$$

Calor ideal cedido al condensador:

$$\dot{Q}_s = \dot{m}(h_2 - h_3) = 4.26 \cdot 10^4 \text{ kg/h} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} \cdot (1868.19 - 151.53) \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{Q}_s = 20313.8 \text{ kJ/s} = 20313.8 \text{ kW}$$

$$\dot{Q}_s = 20.31 \text{ MW}$$

Potencia ideal de la bomba:

$$\dot{W}_b = \dot{m}(h_4 - h_3) = 4.26 \cdot 10^4 \text{ kg/h} \cdot \frac{1\text{h}}{3600\text{s}} \cdot (155.54 - 151.53) \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{W}_b = 47.45 \text{ kJ/s} = 47.45 \text{ kW}$$

$$\dot{W}_b = 0.047 \text{ MW}$$

Potencia ideal de la turbina:

$$\dot{W}_t = \dot{m}(h_1 - h_2) = 4.26 \cdot 10^4 \text{ kg/h} \cdot \frac{1\text{h}}{3600\text{s}} \cdot (2801.4 - 1868.19) \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{W}_t = 11042.9 \text{ kJ/s} = 11042.9 \text{ kW}$$

$$\dot{W}_t = 11.04 \text{ MW}$$

3.3.2. Ciclo con las principales irreversibilidades y pérdidas:

Una vez desarrollado y establecido el límite superior del rendimiento de la PS 10 considerando un ciclo ideal, se va a desarrollar el mismo problema considerando las principales irreversibilidades y pérdidas. Existen diferentes irreversibilidades y pérdidas entre los cuatro subsistemas anteriormente descritos. Estos efectos tienen su mayor influencia sobre el rendimiento con respecto a otros. Se van a desarrollar los principales aspectos experimentados por el fluido de trabajo que circula por el ciclo Rankine.

La principal irreversibilidad que experimenta el fluido de trabajo está asociada con la expansión en la **turbina**. La transferencia de calor entre la turbina y el ambiente se sigue considerando secundario y despreciable. La expansión real del fluido de trabajo en la turbina va acompañada de un incremento de entropía. Como se muestra en el proceso 1 – 2 de la Figura 86, el trabajo real desarrollado por la turbina es menor con respecto a la expansión isentrópica. Así, el rendimiento de la turbina (η_t) permite relacionar dichos trabajos:

$$\eta_t = \frac{\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}}}{\left(\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}}\right)_s} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2s}}$$

Donde el numerador es el trabajo real desarrollado por la turbina por unidad de masa y el denominador el trabajo para una expansión isentrópica. Estas irreversibilidades reducen significativamente el trabajo neto producido por la planta.

Otro aspecto a tener en cuenta es el trabajo requerido por la **bomba** para vencer los efectos del rozamiento. Este efecto también reduce el trabajo producido por la planta debido a que la

entropía aumenta a través de la bomba, como se muestra en el proceso 3 – 4 de la figura. De la misma forma, el rendimiento de la bomba determina la relación entre ambos trabajos:

$$\eta_b = \frac{\left(\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}\right)_s}{\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}} = \frac{h_{4s} - h_3}{h_4 - h_3}$$

Donde el trabajo de la bomba para el proceso isoentrópico aparece en el numerador y el trabajo real en el denominador.

Los rendimientos, tanto de las turbinas como de las bombas, se encuentran comprendidos entre 70 – 90 %.

Otras irreversibilidades y pérdidas se producen en la transferencia de calor en el receptor solar y en la descarga de energía al agua de refrigeración durante la condensación del fluido de trabajo. Asimismo, ocurren otras irreversibilidades de menor importancia como las pérdidas de calor entre las superficies de los equipos, los efectos del rozamiento que provocan caídas de presión en el fluido de trabajo en el receptor, condensador y tuberías que conectan equipos, que hace que el rendimiento de la planta sea menor, pero no se van a tener en cuenta en el estudio.

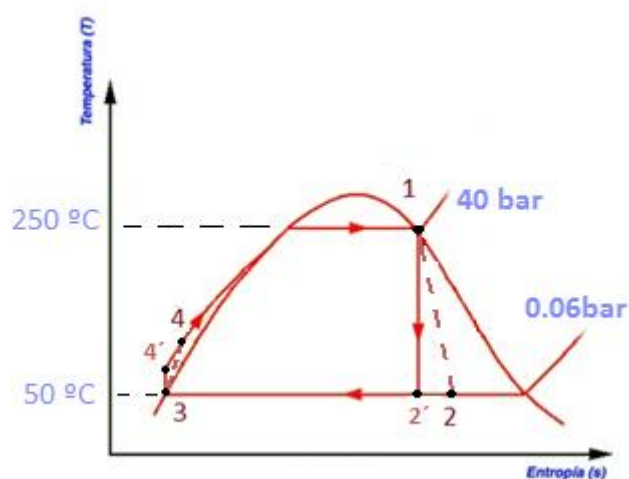


Figura 86 Diagrama T – s con principales irreversibilidades y pérdidas

Antes de comenzar con el análisis, se van a recoger las consideraciones e hipótesis que se van a utilizar para el cálculo del ciclo Rankine con las principales irreversibilidades y pérdidas de planta termosolar PS 10 que se muestra en la Figura 86.

Hipótesis:

- Cada componente se analiza como un volumen de control en estado estacionario.
- El fluido de trabajo pasa por el receptor solar y el condensador a presión constante. En la turbina entra vapor saturado y del condensador sale líquido saturado.
- La turbina y la bomba operan adiabáticamente y con un rendimiento isoentrópico del 80 %.

- Los efectos de las energías cinética y potencial son despreciables.

Análisis:

Como en el caso anterior, se definen los estados correspondientes a la Figura 86 teniendo en cuenta el aumento de la entropía específica en la expansión a través de la turbina y en la bomba, determinando las propiedades del fluido de trabajo en cada uno de ellos:

- Estado 1 – Entrada a la turbina: Este estado queda determinado con los mismo parámetros que el ciclo ideal:

$$p_1 = 40 \text{ bar}$$

$$h_1 = 2801.4 \text{ kJ/kg}$$

- Estado 2 – Condensador: La presión en este punto es de 0.06 bar y la entalpía específica a la salida de la turbina se puede determinar con la expresión del rendimiento:

$$\eta_t = \frac{\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}}}{\left(\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}}\right)_s} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2s}}$$

Donde h_{2s} es la entalpía específica en el estado 2s que se muestra en el diagrama T-s de la Figura 86, es decir, la entalpía en caso del ciclo ideal ($h_{2s} = 1868.19 \text{ kJ/kg}$). Por lo tanto, h_2 resulta:

$$h_2 = h_1 - \eta_t(h_1 - h_{2s}) = 2801.4 \text{ kJ/kg} - 0.80 \cdot (2801.4 - 1868.19) \text{ kJ/kg}$$

$$h_2 = 2054.83 \text{ kJ/kg}$$

- Estado 3 – Entrada a la bomba: este estado corresponde al mismo estado 3 que en el ciclo ideal. Por lo tanto:

$$p_3 = 0.06 \text{ bar}$$

$$h_3 = 151.53 \text{ kJ/kg}$$

- Estado 4 – Receptor solar: Conocida la presión a la entrada del receptor solar, 40 bares, se determina la entalpía específica a partir de la expresión del trabajo de la bomba:

$$\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}} = h_4 - h_3 \implies h_4 = h_3 + \frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}$$

Para conocer este trabajo, se emplea la expresión del rendimiento de la bomba:

$$\eta_b = \frac{\left(\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}\right)_s}{\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}} \implies \frac{\dot{W}_b}{\dot{m}} = \frac{\left(\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}\right)_s}{\eta_b}$$

Con la aproximación descrita anteriormente para el trabajo ideal de la bomba ($\left(\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}\right)_s = v_3(p_4 - p_3)$), se obtiene el valor de la entalpía en este estado:

$$h_4 = h_3 + \frac{\dot{W}_b}{\dot{m}} = h_3 + \frac{\left(\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}\right)_s}{\eta_b} = h_3 + \frac{v_3(p_4 - p_3)}{\eta_b} = 151.53 \text{ kJ/kg} + \frac{4.01 \text{ kJ}}{0.80} \text{ kJ/kg}$$

$$h_4 = 156.54 \text{ kJ/kg}$$

Una vez definidos los estados con sus propiedades, se realiza el estudio de todos los parámetros descritos anteriormente para la PS 10:

Rendimiento térmico:

$$\eta = \frac{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)}{h_1 - h_4} =$$

$$= \frac{(2801.4 - 2054.83) \text{ kJ/kg} - (156.54 - 151.53) \text{ kJ/kg}}{(2801.4 - 156.54) \text{ kJ/kg}}$$

$$\eta = 0.2804 = 28.04 \%$$

Flujo másico de trabajo ideal:

A partir de la potencia neta de la planta, 11 MW, se obtiene:

$$\dot{m} = \frac{\dot{W}_{\text{ciclo}}}{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)} = \frac{11 \text{ MW} \cdot \frac{10^3 \text{ kJ}}{1 \text{ MW}} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ h}}}{(2801.4 - 2054.83) \text{ kJ/kg} - (156.54 - 151.53) \text{ kJ/kg}}$$

$$\dot{m} = 5.34 \cdot 10^4 \text{ kg/h}$$

Calor ideal absorbido en el receptor solar:

$$\dot{Q}_e = \dot{m}(h_1 - h_4) = 5.34 \cdot 10^4 \text{ kg/h} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} \cdot (2801.4 - 156.54) \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{Q}_e = 39234.17 \text{ kJ/s} = 39234.17 \text{ kW}$$

$$\dot{Q}_e = 39.23 \text{ MW}$$

Calor ideal cedido al condensador:

$$\dot{Q}_s = \dot{m}(h_2 - h_3) = 5.34 \cdot 10^4 \text{ kg/h} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} \cdot (2054.83 - 151.53) \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{Q}_s = 28232.3 \text{ kJ/s} = 28232.3 \text{ kW}$$

$$\dot{Q}_s = 28.23 \text{ MW}$$

Potencia ideal de la bomba:

$$\dot{W}_b = \dot{m}(h_4 - h_3) = 5.34 \cdot 10^4 \text{ kg/h} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} \cdot (156.54 - 151.53) \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{W}_b = 74.31 \text{ kJ/s} = 74.31 \text{ kW}$$

$$\dot{W}_b = 0.074 \text{ MW}$$

Potencia ideal de la turbina:

$$\dot{W}_t = \dot{m}(h_1 - h_2) = 5.34 \cdot 10^4 \text{ kg/h} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} \cdot (2801.4 - 2054.83) \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{W}_t = 11074.12 \text{ kJ/s} = 11074.12 \text{ kW}$$

$$\dot{W}_t = 11.07 \text{ MW}$$

3.3.3. Comparación de ambos ciclos. Conclusiones:

El efecto de las irreversibilidades dentro de la turbina y la bomba puede apreciarse por comparación de los valores correspondientes al ciclo ideal y al ciclo con pérdidas. En el caso del ciclo con irreversibilidades, el trabajo por unidad de masa de la turbina es menor que en el ciclo ideal porque la entalpía específica a la salida de la turbina es mayor y el de la bomba es mayor porque la entalpía específica a la entrada de la bomba es mayor. El rendimiento térmico, en este mismo caso, es menor que el rendimiento ideal. También es importante decir, que para una potencia neta fija de salida –en el caso de la PS 10, 11 MW – el flujo másico de vapor es mayor por el menor trabajo neto obtenido por unidad de masa.

Es importante resaltar el rendimiento térmico obtenido con las irreversibilidades y pérdidas principales 28.04 %. Es un valor que difiere muy poco con los valores típicos reales de rendimientos térmicos para las plantas termosolares de receptor central, que se encuentran entre un 15 y un 20 %. Esta diferencia se debe principalmente a las consideraciones e hipótesis que se han adoptado para poder resolver el problema de manera teórica y al no haber considerado la capacidad de almacenamiento de vapor que tiene la planta solar PS 10. Con todo ello, se puede concluir que la planta termosolar PS 10 de Sevilla es **VIABLE TÉCNICAMENTE** con los datos obtenidos en el estudio anteriormente realizado.

3.3.4. Otras alternativas al ciclo de vapor:

Una de las alternativas que está en vías de desarrollo es la sustitución del ciclo Rankine simple por ciclos Rankine con recalentamiento o con regeneración. Está comprobado que con estos ciclos se obtienen rendimientos térmicos superiores para unas mismas condiciones de funcionamiento, pero como se dijo en capítulos anteriores, todavía no hay plantas con estos ciclos porque requieren potencias netas muy superiores a las que se encuentran en funcionamiento actualmente, puesto que esto implicaría un aumento de la turbina del ciclo en la que se pudieran intercalar sangrados que realizaran las funciones de recalentamiento y regeneración.

Otra de las alternativas que se encuentran en estudio, es la posibilidad de emplear un ciclo de potencia de turbina de gas, también llamado ciclo Brayton. Este tipo puede operar como un sistema abierto o un sistema cerrado, como se muestra en la Figura 87. Para el caso de una planta termosolar, el modo de operar sería por medio de un sistema cerrado, dado que los sistemas abiertos hay que introducirle combustible en la cámara de combustión. En el caso que nos ocupa asemejándolo a las plantas termosolares, el fluido de trabajo recibe su energía por transferencia de calor de una fuente externa, el receptor solar. El gas que sale de la turbina pasa por un intercambiador de calor donde se enfría para volver a entrar al compresor.

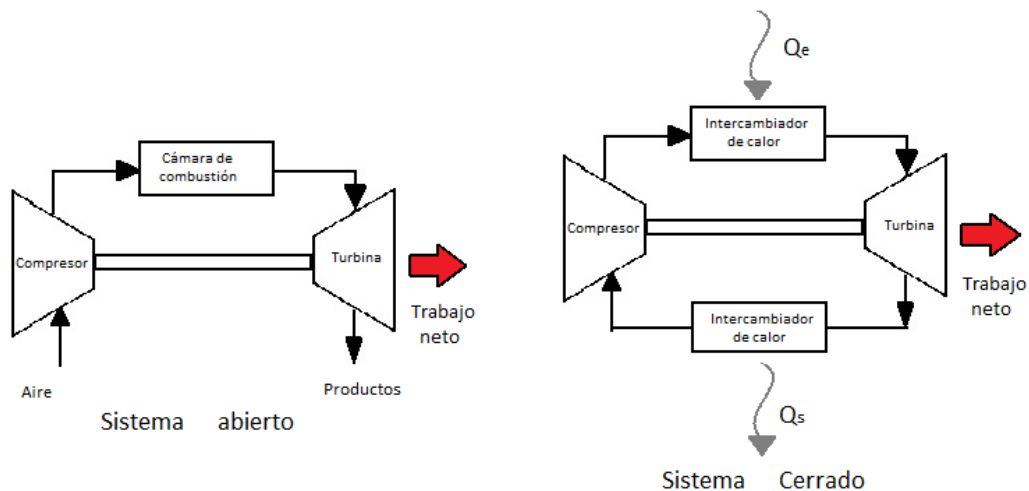


Figura 87 Sistema abierto o sistema cerrado

En cuanto al fluido de trabajo, el ciclo Brayton cerrado puede ser alimentado por aire – estándar (ciclo que se desarrollará un poco más en profundidad al ser empleado como un modelo idealizado) y argón, entre otros muchos gases. Unas características de estos gases son la masa atómica o molecular y las propiedades críticas de temperatura, presión y la expresión de los gases ideales que se muestra en la Tabla 7:

| Gas | Fórmula química | M $\left[\frac{kg}{kmol} \right]$ | T_c [K] | p_c [bar] | $z_c = \frac{p_c \cdot v_c}{R \cdot T_c}$ |
|--------------|-----------------|---------------------------------------|--------------|----------------|---|
| Aire estand. | - | 28.97 | 133 | 37.7 | 0.284 |
| Argón | Ar | 39.94 | 151 | 48.66 | 0.290 |

Tabla 7 Características de gases

Una buena idealización del proceso del ciclo Brayton es el análisis aire – estándar. En este análisis hay que hacer 2 suposiciones: el fluido de trabajo es aire, que se comporta como gas ideal, y la elevación de temperatura se consigue con una fuente externa, como el receptor solar. Este análisis simplifica considerablemente el estudio de estas centrales térmicas. Sin embargo, los resultados numéricos que se obtienen con estas simplificaciones proporcionan indicaciones cualitativas del rendimiento térmico de estas centrales. Para el estudio de centrales con turbinas de gas sin las suposiciones anteriores se debe disponer de suficiente información acerca de temperaturas y presiones, datos que se carecen para hacer un estudio completo. Por lo tanto, en este apartado se desarrollará de forma teórica describiendo los parámetros principales sin hacer ningún cálculo numérico.

La Figura 88 muestra un esquema ciclo de turbina de gas para las centrales termosolares con la dirección de las principales transferencias de energía. Con las idealizaciones de aire – estándar, el aire entra en el compresor en el estado 3 aumentando la presión. Así, del estado 4 al estado 1 el gas pasa por el receptor solar aumentando su temperatura. Después el aire entra en la turbina expandiéndose, llegando al estado 2. El ciclo se completa cuando los gases que salen de la turbina vuelven al compresor pasando a través de un intercambiador de calor donde se realiza la cesión de calor al ambiente.

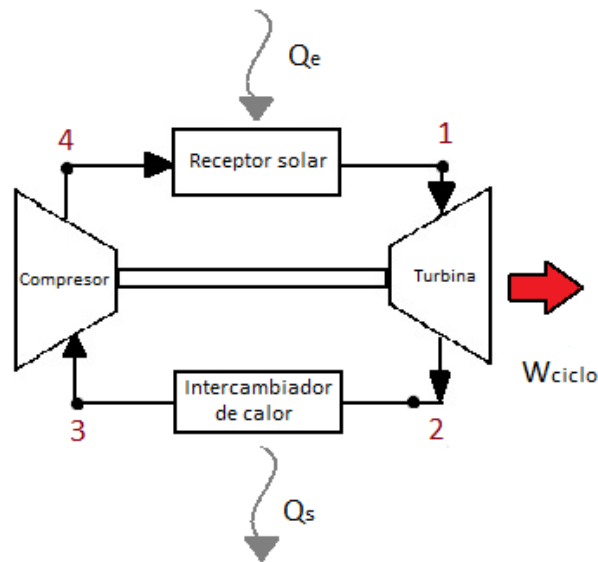


Figura 88 Ciclo Brayton

Los principales parámetros de estudio son los mismos que los descritos para el ciclo Rankine. Según los estados descritos y los balances de masa y energía simplificados, se pueden emplear las mismas expresiones de trabajo, transferencia de calor y rendimientos con los datos correspondientes a cada ciclo. Es importante decir, que la expresión correspondiente a la bomba en el ciclo Rankine corresponde al compresor del ciclo Brayton y el condensador corresponde con el intercambiador de calor.

Está demostrado que para la misma elevación de presión el compresor de una turbina de gas exige mayor cantidad de trabajo por unidad de masa de fluido de trabajo que la bomba de una central térmica de vapor, porque el volumen específico del gas que atraviesa el compresor es mucho mayor que el del líquido que atraviesa la bomba. Por ello, los valores típicos de la relación de trabajos en turbinas de gas varían desde el 40 al 80 %, mientras que para las turbinas de vapor es entre el 1 y el 2 %.

Con esto se concluyen los apartados correspondientes a la descripción y desarrollo de los componentes de una planta termosolar, así como las consideraciones que hay que tener en cuenta para el diseño de una planta de receptor central y el estudio termodinámico completo del ciclo de potencia de la planta termosolar PS 10 de Sevilla. Con el aspecto técnico terminado, se desarrollará en los próximos capítulos el aspecto económico y medio ambiental de este tipo de plantas termosolares.

Capítulo 4:

Estudio de viabilidad económico – financiera

Las centrales termosolares ya constituyen una tecnología demostrada cuya implantación de los próximos años será muy relevante y permitirá bajar los actuales costes de inversión que se sitúan actualmente entre los 4000 y 6000 €/kW en función del tamaño del almacenamiento térmico.

Para el desarrollo y construcción de una planta termosolar de receptor central hace falta una fuerte inversión inicial. Dicha inversión es asumida por el promotor habitualmente con un contrato de Project Finance con un grupo de entidades financieras, que hasta la amortización del préstamo recibirá una buena parte de los ingresos por la electricidad generada.

La inversión total de un proyecto de tal envergadura puede dividirse a modo porcentual de la siguiente manera:

- Helióstatos → 40 % de la inversión.
- Torre y receptor → 10 % de la inversión.
- Ciclo → 30 % de la inversión.
- Almacenamiento → 10 % de la inversión.

- Varios → 10 % de la inversión.

En concepto de helióstatos se tiene en cuenta el sistema de cableado hasta la zona de control, los dos motores por helióstato que lo posicionan en función de la orientación solar, el propio helióstato y el sistema de control.

En concepto de varios, se incluye la fabricación de la planta, que suele ocupar un espacio temporal de 2 años con unos 500 trabajadores. Asimismo incluye la compra del terreno en donde se vaya a situar la planta.

Como se expuso en capítulos anteriores, el fluido de trabajo que se está empleando en las plantas en construcción son las sales fundidas (nitratos en punto eutécticos) por las propiedades que presentan y su facilidad de almacenamiento, como en la planta termosolar Gemasolar. Es decir, tras el continuo avance en tecnología e investigación, se ha pasado de sistemas que emplean vapor de agua como fluido de trabajo con una capacidad reducida de almacenamiento, a sistemas que emplean sales fundidas que tienen una gran capacidad de almacenamiento que permite gran autonomía de la planta sin necesidad de radiación solar.

Este hecho implica un aumento significativo de la inversión total de la planta, que se acerca al límite superior de inversión citado anteriormente, 6000 €/kW . Por ello, no se va a realizar el estudio de viabilidad económico – financiera (ni el siguiente apartado de viabilidad ambiental) de la planta termosolar PS 10, planta de la que se realizó el estudio de viabilidad técnica, puesto que el fluido de trabajo que emplea es vapor de agua y no sales fundidas.

Así, este aspecto tan importante se va a realizar de una planta ficticia cuyo fluido de trabajo son sales fundidas. Esta planta se va a localizar en las proximidades del centro de investigación tecnológico de Almería (PSA), concretamente en el desierto de Tabernas, como se muestra en la Figura 89.



Figura 89 Localización de planta

Este es un lugar idóneo en cuanto a nivel de radiación solar debido a su emplazamiento geográfico, dado que en el sur de España esta radiación es del orden de 2000 kWh/m^2 anuales. Las características principales de las que va a constar la planta son las siguientes:

- La potencia nominal de la planta van a ser 50 MW eléctricos.
- Para conseguir esa potencia, son precisos 2228 helióstatos de 122 m^2 cada uno.
- Los helióstatos se encuentran repartidos en 145 ha de terreno ligeramente ondulado. La posición de estos se determina mediante un proceso de optimización del rendimiento con la ayuda de programas informáticos como NSPOC.
- El fluido de trabajo es sales fundidas. Para el almacenamiento de estas sales se necesitan 2 tanques de almacenamiento, un tanque frío y otro caliente.
- La altura óptima de la torre es 147 m construida en hormigón.
- El receptor instalado será de sales fundidas de tipo circular con un diámetro de 10 m.
- Funcionando la planta a pleno rendimiento, el ciclo es capaz de generar más fluido de trabajo del que necesita el ciclo de agua / vapor, que se almacena en el tanque caliente. Esta planta va a tener una capacidad de almacenamiento de 6 horas.
- El conjunto de tanques, ciclo de potencia, torre y nave de control supone una superficie de 1 ha. Por lo tanto la superficie total de la planta es de 146 ha.
- Las tarifas (electricidad a precio kW fijo) y primas a las que se acoge esta planta son las b.1.2. (expuestas en capítulos anteriores), lo que supone que los ingresos va a ser:

$$\text{Ingresos} = 27.1188 + p.\text{pull}_{\text{horarios}}$$

27.1188c€ es la prima de referencia y $p.\text{pull}_{\text{horarios}}$ es el precio instantáneo de la demanda de electricidad, por lo que es obvio que a partir del precio mínimo de la electricidad (2c€) se obtiene un beneficio mayor que con la tarifa fija. Cabe destacar que esta prima está acotada superiormente por 36.7252 c€.

- La generación de electricidad prevista es de 180 GWh/año , con un funcionamiento de la planta de 3600 h al año, que es la electricidad equivalente al consumo medio de 42752 hogares españoles y contribuye a la mitigación del cambio climático con 108.000 toneladas de CO_2 que se dejan de emitir a la atmósfera. Para hallar este valor se ha empleado el dato oficial de 600 g/kWh del sistema energético español para plantas de producción de energía eléctrica (valor medio de todo el sistema calculado dividiendo todas las emisiones por el total de la electricidad generada en todas las centrales eléctricas).

Así con todos estos datos se puede realizar un estudio económico – financiero completo. Tomando 6000 €/kW como valor de referencia, se puede hacer una estimación porcentual de la inversión total:

$$300.000.000 \text{ €} \left\{ \begin{array}{l} \text{Heliostatos} \rightarrow 40\% \\ \text{Torre + Receptor} \rightarrow 10\% \\ \text{Ciclo} \rightarrow 30\% \\ \text{Almacenamiento} \rightarrow 10\% \\ \text{Varios} \rightarrow 10\% \end{array} \right.$$

Cabe destacar que en concepto de varios se incluye la compra del terreno en el desierto de Tabernas al Ayuntamiento de Almería de 146 ha a 15000 €/ha, para ser explotado con fines de aprovechamiento de la energía solar.

Asimismo el suministro de la electricidad generada se inyecta a la red, sin suponer un coste adicional porque las instalaciones necesarias ya están realizadas. Además el coste de la materia prima es nulo, dado que ésta es la radiación procedente del Sol.

Según los estudios realizados, se prevé que estas plantas tengan una vida de 40 años, cuyos primeros 20 años se produce el periodo de amortización y pago de deuda, como se muestra en la siguiente Figura 90. Otro aspecto importante es que durante esos primeros 20 años el precio del kWh es mayor para garantizar la viabilidad de la planta, como se dedujo en el apartado de tarifas y primas descrito en capítulos anteriores (Tabla 3).

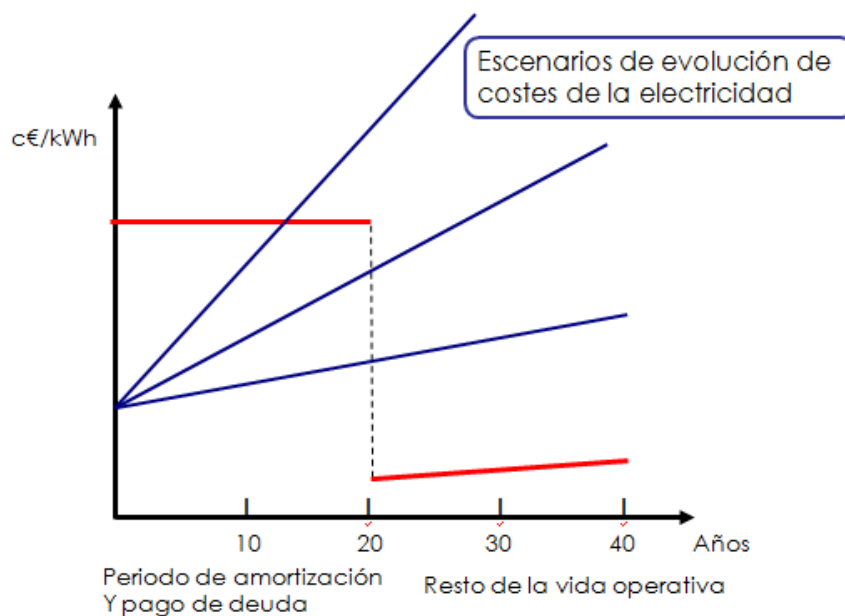


Figura 90 Escenarios de evolución de costes de la electricidad

A continuación se procede al desarrollo económico, que se puede dividir en: inversión del campo solar, inversión de almacenamiento de sales, inversión de isla de potencia y equipos mecánicos.

4.1. Inversión del campo solar

Todas las operaciones que se engloban en este apartado se detallan en la Tabla 8 y Figura 91:

| | |
|------------------------------------|--------------------|
| Receptor | 19.693.670 |
| Estructura metálica | 22.921.888 |
| Pedestales | 1.256.920 |
| Control local | 4.344.192 |
| Mecanismos | 45.855.360 |
| Cimentación: | 19.307.520 |
| Facetas | 23.893.056 |
| Movimiento de Tierras | 6.913.500 |
| Nave de Montaje | 1.744.716 |
| Canteo y ajuste de facetas | 6.320.914 |
| Cableado y equipamientos varios | 11.277.086 |
| TOTAL CAMPO SOLAR CON SALES | 163.528.822 |

Tabla 8 Desglose de la inversión del campo solar

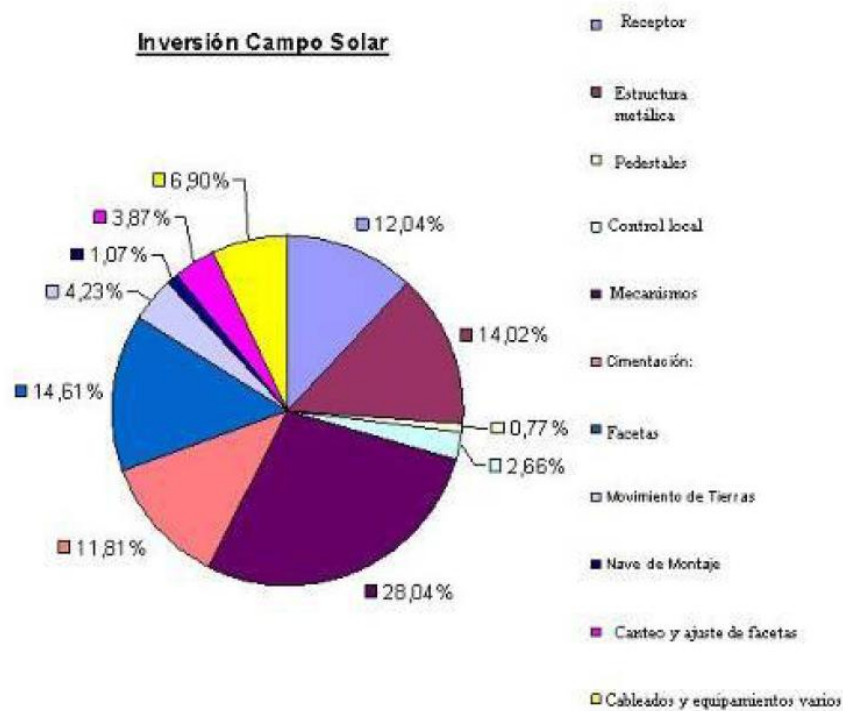


Figura 91 Inversión del campo solar

4.2. Inversión de almacenamiento de sales

Los aspectos que aquí se engloban se detallan en la Tabla 9 y Figura 92:

| | |
|--------------------------------------|-------------------|
| Depósitos | 10.265.500 |
| Intercambiadores de Calor Sales/HTF | 4.127.150 |
| Calentadores de Sales | 984.650 |
| Sales | 13.726.440 |
| Obra Civil | 2.576.850 |
| TOTAL ALMACENAMIENTO DE SALES | 31.680.590 |

Tabla 9 Desglose de la inversión de almacenamiento de sales

Inversión Almacenamiento de Sales

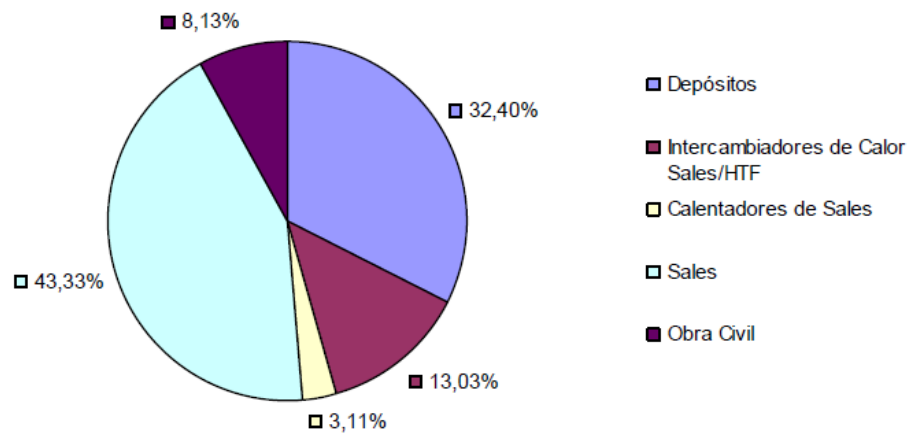


Figura 92 Inversión del almacenamiento de sales

4.3. Inversión de la isla de potencia

Los aspectos que aquí se engloban son los relacionados con los equipos y con los accesorios que son necesarios para la planta. Se resumen en la Tabla 10 y la Figura 93:

| | |
|---|-------------------|
| OBRA CIVIL | 7.880.229 |
| EQUIPOS MECÁNICOS | 38.485.459 |
| EQUIPOS ELÉCTRICOS | 4.394.066 |
| MONTAJE MECÁNICO | 5.951.665 |
| MONTAJE ELÉCTRICO | 2.281.993 |
| EQUIPO INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL | 1.568.273 |
| MONTAJE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL | 349.472 |
| TUBERÍA, VALVULERÍA, AISLAMIENTO Y SOPORTES | 7.004.788 |
| TOTAL ISLA DE POTENCIA | 67.915.942 |

Tabla 10 Desglose de la inversión de la isla de potencia

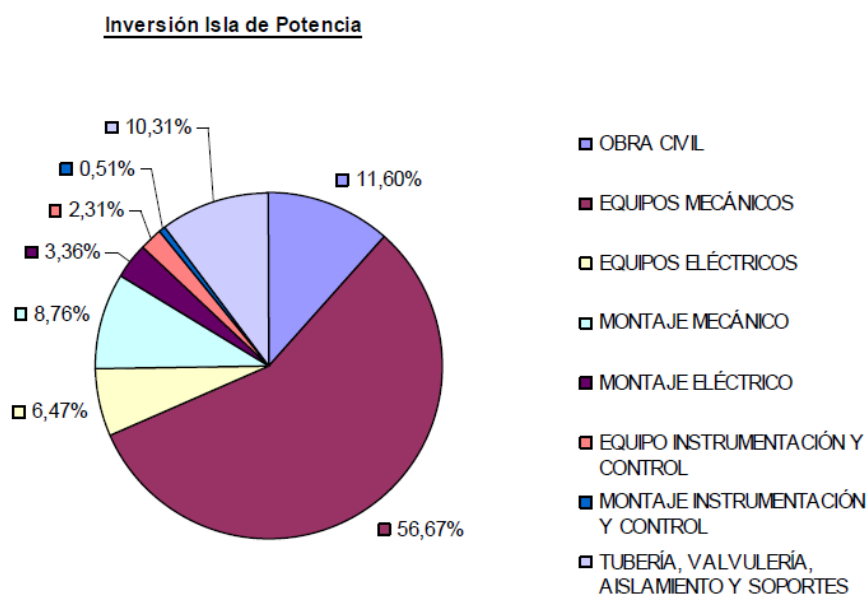


Figura 93 Inversión de la isla de potencia

4.3.1. Equipos mecánicos:

Se resume en la Tabla 11 y la Figura 94:

| | |
|------------------------------|------------|
| EQUIPOS ROTATIVOS | 20.275.821 |
| INTERCAMBIO DE CALOR | 9.378.961 |
| TANQUES Y APARATOS A PRESIÓN | 2.075.297 |
| PLANTAS PAQUETE | 3.248.217 |
| CALDERAS | 2.535.049 |
| AIRE COMPRIMIDO | 107.298 |
| SISTEMA CONTRA INCENDIOS | 864.816 |

Tabla 11 Desglose de la inversión de los equipos mecánicos

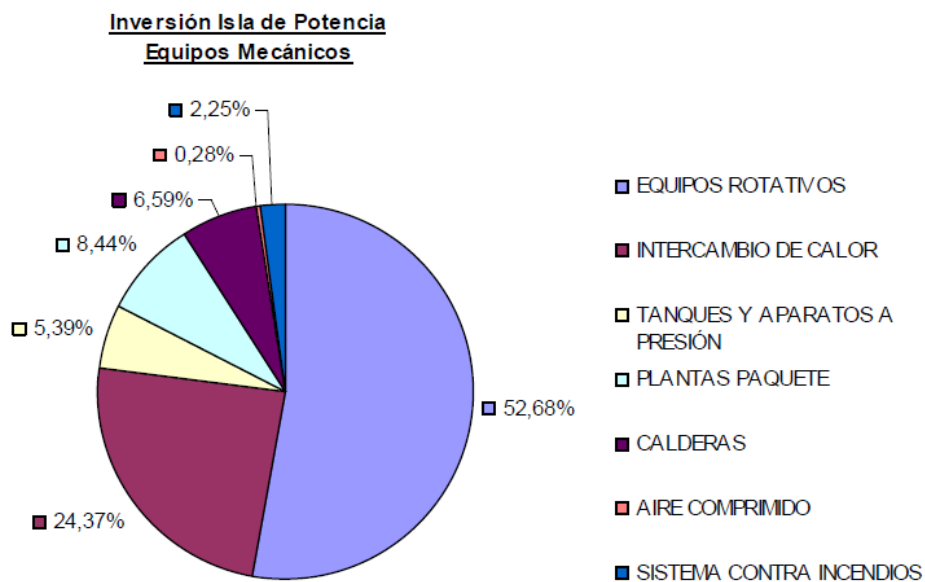


Figura 94 Inversión de los equipos mecánicos



4.4. Estudio económico – financiero

En cuanto a cómo se distribuye la inversión a lo largo de la vida de operación de la planta, así como la fase de amortización de la maquinaria, se realiza un estudio económico – financiero completo con el que se determinará la viabilidad del proyecto suponiendo que la inversión total del proyecto es de 300.000.000 €. En la Tabla 12 y Tabla 13 se muestra el resultado del análisis económico y financiero más favorable, que se ha obtenido mediante un análisis de sensibilidad.



| | | | | Proyecto: | Planta termosolar de receptor central | | | | | | | |
|--------------|------------------------------|------------------|------------------|-------------------|---------------------------------------|-------------------|-------------------|-----|-------------------|-------------------|-------------------|-----|
| | | -2 | -1 | 1 | 2 | 3 | 4 | ... | 9 | 10 | 11 | ... |
| Inversión | 300.000.000,00 € | | | | | | | | | | | |
| Gastos | Mat Prima | - € | - € | - € | - € | - € | - € | | - € | - € | | |
| | Personal | 12.000.000,00 € | 15.000.000,00 € | 1.900.000,00 € | 1.995.000,00 € | 2.094.750,00 € | 2.199.487,50 € | | 2.807.165,34 € | 2.947.523,61 € | 3.094.899,79 € | |
| | Equipos | 100.000.000,00 € | 153.000.000,00 € | | | | | | | | | |
| | Mantenimiento | | | 3.000.000,00 € | 3.150.000,00 € | 3.307.500,00 € | 3.472.875,00 € | | 4.432.366,33 € | 4.653.984,65 € | 4.886.683,88 € | |
| | Terrenos | 2.190.000,00 € | - € | - € | - € | - € | - € | | - € | - € | - € | |
| | Permisos, licencias y avales | 17.810.000,00 € | - € | - € | - € | - € | - € | | - € | - € | - € | |
| | Amortización Préstamo | | | 35.100.000,00 € | 35.100.000,00 € | 35.100.000,00 € | 35.100.000,00 € | | 35.100.000,00 € | 35.100.000,00 € | 35.100.000,00 € | |
| | Amortización | | | 12.650.000,00 € | 12.650.000,00 € | 12.650.000,00 € | 12.650.000,00 € | | 12.650.000,00 € | 12.650.000,00 € | 12.650.000,00 € | |
| | Seguros | | | 3.000.000,00 € | 3.000.000,00 € | 3.000.000,00 € | 3.000.000,00 € | | 3.000.000,00 € | 3.000.000,00 € | 3.000.000,00 € | |
| | Cánones | | | 1.000.000,00 € | 1.000.000,00 € | 1.000.000,00 € | 1.000.000,00 € | | 1.000.000,00 € | 1.000.000,00 € | 1.000.000,00 € | |
| | TOTAL | 132.000.000,00 € | 168.000.000,00 € | 56.650.000,00 € | 56.895.000,00 € | 57.152.250,00 € | 57.422.362,50 € | | 58.989.531,67 € | 59.351.508,26 € | 59.731.583,67 € | |
| Ingresos | Venta kW/h | | | 26.760.000,00 € | 51.768.000,00 € | 52.803.360,00 € | 53.859.427,20 € | | 59.465.159,64 € | 60.654.462,84 € | 61.867.552,09 € | |
| B.A.I. (I-G) | | | | - 29.890.000,00 € | - 5.127.000,00 € | - 4.348.890,00 € | - 3.562.935,30 € | | 475.627,97 € | 1.302.954,58 € | 2.135.968,42 € | |
| Impuestos | | | | | | | | | | | 680.412,90 € | |
| B.D.I | | | | | | | | | | | 1.455.555,52 € | |
| | Beneficio acumulado | | | - 29.890.000,00 € | - 35.017.000,00 € | - 39.365.890,00 € | - 42.928.825,30 € | | - 48.697.023,38 € | - 47.394.068,80 € | - 45.258.100,38 € | |
| | Tesorería | | | - 17.240.000,00 € | 7.523.000,00 € | 8.301.110,00 € | 9.087.064,70 € | | 13.125.627,97 € | 13.952.954,58 € | 13.330.412,90 € | |
| VAN | 91.323.258,18 € | | | | | | | | | | | |
| TIR | 13,23% | | | | | | | | | | | |

Tabla 12 Costes 1



| | ... | 18 | 19 | 20 | 21 | ... | 40 |
|---------------------|------------------------------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----|------------------|
| Inversión | 300.000.000,00 € | | | | | | |
| Gastos | Mat Prima | | | | | | |
| | Personal | 4.354.834,80 € | 4.572.576,54 € | 4.801.205,37 € | 5.041.265,64 € | | 12.739.027,19 € |
| | Equipos | | | | | | |
| | Mantenimiento | 6.876.054,95 € | 7.219.857,70 € | 7.580.850,59 € | 7.959.893,12 € | | 20.114.253,46 € |
| | Terrenos | - € | - € | - € | - € | | - € |
| | Permisos, licencias y avales | - € | - € | - € | - € | | - € |
| | Amortización Préstamo | 35.100.000,00 € | 35.100.000,00 € | 35.100.000,00 € | | | |
| | Amortización | 12.650.000,00 € | 12.650.000,00 € | 12.650.000,00 € | | | |
| | Seguros | 3.000.000,00 € | 3.000.000,00 € | 3.000.000,00 € | 3.000.000,00 € | | 3.000.000,00 € |
| | Cánones | 1.000.000,00 € | 1.000.000,00 € | 1.000.000,00 € | 1.000.000,00 € | | 1.000.000,00 € |
| | TOTAL | 62.980.889,76 € | 63.542.434,25 € | 64.132.055,96 € | 17.001.158,76 € | | 36.853.280,66 € |
| Ingresos | Venta kW/h | 71.066.370,38 € | 72.487.697,79 € | 73.937.451,74 € | 75.416.200,78 € | | 81.939.631,19 € |
| B.A.I. (I-G) | | 8.085.480,62 € | 8.945.263,54 € | 9.805.395,79 € | 58.415.042,02 € | | 45.086.350,53 € |
| Impuestos | | 2.425.644,19 € | 2.683.579,06 € | 2.941.618,74 € | 17.524.512,61 € | | 13.525.905,16 € |
| B.D.I | | 5.659.836,44 € | 6.261.684,48 € | 6.863.777,05 € | 40.890.529,42 € | | 31.560.445,37 € |
| | Beneficio acumulado | - 6.603.795,46 € | 2.341.468,08 € | 12.146.863,87 € | 70.561.905,89 € | | 968.641.273,25 € |
| | Tesorería | 15.075.644,19 € | 15.333.579,06 € | 15.591.618,74 € | 17.524.512,61 € | | 13.525.905,16 € |
| VAN | 91.323.258,18 € | | | | | | |
| TIR | 13,23% | | | | | | |

Tabla 13 Costes 2

Los datos considerados en la tabla son los siguientes:

Inversión: 300.000.000 €.

Fondos propios: 10 % de la inversión inicial, es decir, 30.000.000 €.

Préstamo: 90 % de la inversión inicial, es decir, 270.000.000 €.

Tipo de interés: 8 %.

Tasa de descuento: 6 %.

Inflación: 5%.

Materia prima: El coste de la materia prima es nulo, dado que ésta es la radiación procedente del Sol.

Personal: El primer y segundo año son dedicados a la construcción de la planta (mostrados en la tabla como años – 2 y año – 1), por lo tanto, el primer año son necesarios 400 trabajadores con un sueldo medio de 30.000 € anuales y el segundo año son necesarios 500 trabajadores con un sueldo medio de 30.000 € anuales. A partir de la puesta en marcha de la planta, son necesarios 50 trabajadores con un sueldo medio de 38.000 € con un aumento del 5 % anual.

Equipos: Se refiere a los helióstatos, torre, receptor, ciclos, sistema de conversión a la red, almacenamiento, fluido de trabajo...

Mantenimiento: Es concepto incluye la reposición de elementos dañados, el suministro de agua para la refrigeración y para la limpieza de helióstatos, gastos de vehículos de empresa, teléfono, gasolina...

Terrenos: Compra al Ayuntamiento de Almería de 146 ha en el desierto de Tabernas, a un precio de 15.000 €/ha.

Permisos, licencia y avales: Estos últimos referentes a acceso a Red y preasignación.

Préstamo: Es realizado por un conjunto de entidades financieras que establecen un tipo de interés del 8 % dado el riesgo que supone una inversión de este calibre.

Fondos propios: El promotor que asume la realización del proyecto aporta el 10 % de la inversión total para la puesta en marcha de la planta.

Amortización: Se amortizan los equipos de forma lineal en los primeros 20 años.

Seguros: Supone un 1 % de la inversión inicial.

Cánones: pago del canon urbanístico y el Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO). Estas inyecciones de dinero comienzan a percibir las los ayuntamientos locales incluso antes de que las centrales empiecen a construirse. Otro canon es el importe correspondiente al pago del impuesto de bienes inmuebles de características especiales (BICE). Estas y otras tasas municipales como el Impuesto de Actividades Económicas seguirán generando



importantes cantidades de dinero por lo menos, en los próximos 25 años a localidades que alberguen una planta termosolar.

Tras analizar todos los factores considerados, se resuelve que tanto la construcción y el funcionamiento de la planta solar termoeléctrica objeto del presente Estudio de Viabilidad Económico - Financiera, es ***VIABLE ECONÓMICAMENTE***.

Capítulo 5:

Estudio de viabilidad ambiental

En este apartado, se va a describir como interacciona con el ambiente una planta termosolar de receptor central, tanto en la fase de construcción de las instalaciones, como durante la fase de explotación y abandono del proyecto. El estudio de impacto ambiental se va a realizar de la planta termosolar descrita en el apartado anterior, cuyo emplazamiento se encontraba en el desierto de Tabernas, próximo a las instalaciones de la Plataforma Solar de Almería (PSA).

Matriz de impactos:

En primer lugar se va a describir cuales son los aspectos que afectan tanto la fase de construcción como la de explotación. La Tabla 14 muestra el conjunto de acciones y efectos que se van a valorar durante la fase de construcción de la instalación.

| FACTORES AMBIENTALES | FASE DE CONTRUCCIÓN DE LAS INSTALACIONES | | | |
|---------------------------|--|-----|-----|-----|
| ACCIONES DEL MEDIO FÍSICO | CN1 | CN2 | CN3 | AP1 |
| Aire | | | | |
| Suelo | | | | |
| Agua | | | | |
| Flora | | | | |
| Fauna | | | | |
| Unidad paisaje | | | | |
| Medio Socioeconómico | | | | |
| Clima | | | | |
| Patrimonio cultural | | | | |

| | | | | |
|--------------------|--|--|--|--|
| Seres humanos | | | | |
| Interacción global | | | | |

Tabla 14 Matriz de impactos

La columna CN1 se corresponde con los movimientos de tierra, la CN2 con la construcción de cimentaciones y cerramiento, la CN3 con la instalación de los seguidores solares (helióstatos) y edificaciones, y la AP1 con acciones permanentes originadas durante la construcción.

La Tabla 15 siguiente determina los aspectos que se valorarán durante la fase de funcionamiento de la planta.

| FACTORES AMBIENTALES | FASE DE FUNCIONAMIENTO DE LAS INSTALACIONES | | |
|---------------------------|---|-----|-----|
| ACCIONES DEL MEDIO FÍSICO | IN1 | IN2 | AP2 |
| Aire | | | |
| Suelo | | | |
| Agua | | | |
| Flora | | | |
| Fauna | | | |
| Unidad paisaje | | | |
| Medio Socioeconómico | | | |
| Clima | | | |
| Patrimonio cultural | | | |
| Seres humanos | | | |
| Interacción global | | | |

Tabla 15 Aspectos de valoración 1

La columna IN1 corresponde con el funcionamiento del parque solar, la IN2 con el funcionamiento del resto de edificaciones, y la AP2 con las acciones permanentes originadas durante la explotación de las instalaciones.

Asimismo, se tiene en cuenta la demolición de las instalaciones y restauración de los terrenos (columna AB1) y las acciones permanentes originadas durante el abandono de la actividad (columna AP3), como se muestra en la siguiente Tabla 16:

| FACTORES AMBIENTALES | FASE DE FUNCIONAMIENTO DE LAS INSTALACIONES | |
|---------------------------|---|-----|
| ACCIONES DEL MEDIO FÍSICO | AB1 | AP3 |
| Aire | | |
| Suelo | | |
| Agua | | |
| Flora | | |
| Fauna | | |
| Unidad paisaje | | |
| Medio Socioeconómico | | |
| Clima | | |
| Patrimonio cultural | | |
| Seres humanos | | |
| Interacción global | | |

Tabla 16 Aspectos de valoración 2

5.1. Fase de construcción de las instalaciones

Durante la fase de construcción de la planta termosolar de receptor central se producirán los siguientes impactos ambientales en las distintas áreas de la planta, como el campo solar, el bloque de potencia, red de aguas, evacuación de la electricidad y las edificaciones auxiliares.

- *Campo solar:*
 - Ocupación del suelo.
 - Modificación de la topografía del terreno.
 - Realización de canalizaciones subterráneas.
 - Construcción de caminos.
 - Cimentación de los espejos y racks de tubería.
 - Producción de polvo.
 - Producción de ruidos.
 - Molestias a la fauna local.
 - Molestias a la flora local.
 - Impacto a cauce existente.
 - Impacto visual debido a las nuevas construcciones.
 - Mejora de la economía de la zona.
- *Bloque de potencia:*
 - Construcción de edificios para las instalaciones.
 - Realización de instalaciones para la generación de vapor y electricidad.
 - Construcción de la torre.
- *Red de aguas:*
 - Instalaciones de abastecimiento, almacenamiento y retorno del agua.
 - Realización de conducciones de abastecimiento y retorno.
 - Depósitos de almacenamiento de agua bruta.
 - Filtros.
 - Construcción de redes para la gestión de la evacuación del agua.
 - Instalaciones de saneamiento y pluviales.
 - Instalaciones para aguas residuales con efluentes aceitosos.
 - Instalaciones para aguas de proceso.
- *Evacuación de la electricidad:*
 - Construcción de la red de evacuación, subestación eléctrica y sistema distribución a la red.
 - Impacto visual de la instalación.
- *Edificaciones auxiliares del proceso productivo:*
 - Construcción de oficinas, centros de control y vigilancia.
 - Construcción de área de accesos y aparcamientos.

5.2. Fase de funcionamiento de las instalaciones

Durante la fase de explotación de la planta se producirán los siguientes impactos ambientales en las áreas de la planta descritas anteriormente:

- *Campo solar:*
 - Ocupación del suelo por los helióstatos.
 - Producción de residuos procedentes del mantenimiento del parque.
 - Control y mantenimiento de infraestructuras existentes.
 - Impacto visual de las instalaciones.
 - Producción de polvo.
 - Producción de ruidos.
 - Molestias a la fauna local.
 - Molestias a la flora local.
 - Modificación de cauce existente.
 - Mejora de la economía de la zona.
- *Bloque de potencia:*
 - Producción de ruidos.
 - Labores de control y mantenimiento de infraestructuras existentes.
 - Impacto visual de las instalaciones.
 - Mejora de la economía de la zona.
- *Red de aguas:*
 - Gestión, control, desmineralización y depuración del agua.
 - Labores de control y mantenimiento de infraestructuras existentes.
 - Producción de aguas fecales procedentes de aseos y vestuarios.
 - Producción de agua con contaminación térmica.
- *Evacuación de la electricidad:*
 - Labores de control y mantenimiento de infraestructuras existentes.
 - Impacto visual de la instalación.
- *Edificaciones auxiliares del proceso productivo:*
 - Labores de control y mantenimiento de infraestructuras existentes.
 - Producción de residuos procedentes del edificio de control y del taller-almacén.
 - Impacto visual de las instalaciones.

5.3. Valoración de impactos

A continuación se muestra la matriz de importancia de impactos, que presenta la importancia del efecto de las diferentes acciones sobre los factores del medio, así como la forma de evaluación de la misma.

La importancia del impacto viene representada por un número que se deduce mediante el modelo propuesto en la siguiente fórmula, en función del valor asignado a los símbolos considerados que se explicarán más adelante:

$$I = \pm(3 \cdot IN + 2 \cdot EX + MO + PE + RV + SI + EF + PR + MC)$$

En función del valor que adquiera la I (importancia), se pueden clasificar los impactos de la siguiente forma:

| | | |
|--------------------------|---|---------------------|
| IRRELEVANTE O COMPATIBLE | → | $0 \leq I \leq 25$ |
| MODERADO | → | $25 \leq I \leq 50$ |
| SEVERO | → | $50 \leq I \leq 75$ |
| CRÍTICO | → | $75 \leq I$ |

Los impactos que se den pueden ser positivos (si producen efectos beneficiosos) o negativos (si producen efectos dañinos) sobre cada aspecto analizado. Su valor absoluto junto con la referencia de si es positivo o negativo dará la conclusión final de los impactos producidos.

La siguiente Tabla 17, conocida como Matriz de Leopold, es la referencia básica del siguiente método de valoración, habiéndose de considerar por separado en las siguientes fases:

- Construcción de la planta.
- Explotación de las instalaciones.

Caracterización cualitativa de los efectos

| NA: NATURALEZA | | IN: INTENSIDAD | |
|-----------------|----|----------------|----|
| (+) Beneficioso | +1 | (B) Baja | 1 |
| (-) Perjudicial | -1 | (M) Media | 2 |
| | | (A) Alta | 4 |
| | | (MA) Muy alta | 8 |
| | | (T) Total | 12 |

| EX: EXTENSIÓN | | MO: MOMENTO | |
|----------------------------|----|----------------------------|----|
| (Pu) Puntual | 1 | (L) Largo plazo | 1 |
| (Pa) Parcial | 2 | (M) Medio plazo | 2 |
| (E) Extenso | 4 | (I) Inmediato | 4 |
| (T) Total | 8 | (C) Crítico ⁽²⁾ | +4 |
| (C) Crítico ⁽¹⁾ | +4 | | |



| PE: PERSISTENTE | | RV: REVERSIBILIDAD | |
|-----------------|---|--------------------|---|
| (F) Fugaz | 1 | (C) Corto plazo | 1 |
| (T) Temporal | 2 | (M) Medio plazo | 2 |
| (P) Permanente | 4 | (I) Irreversible | 4 |

| SI: SINERGISMO | | AC: ACUMULACIÓN | |
|---------------------|---|-----------------|---|
| (SS) Sin sinergismo | 1 | (S) Simple | 1 |
| (S) Sinérgico | 2 | (A) Acumulativo | 4 |
| (MS) Muy sinérgico | 4 | | |

| EF: RELACIÓN CAUSA – EFECTO | | PR: PERIODICIDAD | |
|-----------------------------|---|--------------------------------------|---|
| (I) Indirecto (secundario) | 1 | (I) Irregular o periódico y descont. | 1 |
| (D) Directo (primario) | 4 | (P) Periódico | 2 |
| | | (C) Continuo | 4 |

| MC: RECUPERABILIDAD | | I: IMPORTANCIA | |
|--------------------------|---|----------------|--|
| (In) De manera inmediata | 1 | Irrelevante | |
| (MP) A medio plazo | 2 | Moderado | |
| (M) Mitigable | 4 | Severo | |
| (I) Irrecuperable | 8 | Crítico | |

Tabla 17 Matriz de Leopold

⁽¹⁾ Si el área cubre un lugar crítico (especialmente importante) la valoración será cuatro unidades superior.

⁽²⁾ Si el impacto se presenta en un momento (crítico) la valoración será cuatro unidades superior.

5.3.1. Fase de construcción:

Algoritmo matemático para el cálculo de la importancia (Tabla 18):

$$I = \pm(3 \cdot IN + 2 \cdot EX + MO + PE + RV + SI + EF + PR + MC)$$

| FACTORES | NATURALEZA | INTENSIDAD | EXTENSIÓN | MOMENTO | PERSISTENCIA | SINERGIA | ACUMULACIÓN |
|----------------|------------|------------|-----------|-------------|--------------|-------------|-------------|
| Aire | Negativo | Alta | Parcial | Inmediato | Temporal | Sinérgico | Simple |
| Tierra y suelo | Negativo | Alta | Parcial | Inmediato | Permanente | Sinérgico | Acumulativo |
| Agua | Negativo | Alta | Puntual | Inmediato | Permanente | Sin sinerg. | Simple |
| Flora | Negativo | Baja | Puntual | Inmediato | Permanente | Sin sinerg. | Simple |
| Fauna | Negativo | Baja | Puntual | Largo plazo | Temporal | Sin sinerg. | Simple |
| Paisaje | Negativo | Media | Parcial | Medio Plazo | Temporal | Sin sinerg. | Simple |
| Socio-econ. | Positivo | Alta | Puntual | Inmediato | Temporal | Sin sinerg. | Simple |
| Clima | Negativo | Baja | Puntual | Largo plazo | Temporal | Sin sinerg. | Acumulativo |
| Patrim. Cult. | Negativo | Baja | Puntual | Largo plazo | Fugaz | Sin sinerg. | Simple |
| Seres humanos | Negativo | Baja | Puntual | Medio plazo | Fugaz | Sin sinerg. | Simple |
| Inter. global | Negativo | Baja | Puntual | Medio plazo | Fugaz | Sin sinerg. | Simple |

| FACTORES | PERIODICIDAD | RECUPERABILIDAD | REVERSIBILIDAD | EFFECTO |
|----------------|--------------|-----------------|----------------|-----------|
| Aire | Irregular | Inmediatamente | Corto plazo | Directo |
| Tierra y suelo | Continuo | Mitigable | Medio plazo | Directo |
| Agua | Continuo | Mitigable | Medio plazo | Directo |
| Flora | Irregular | Mitigable | Corto plazo | Directo |
| Fauna | Irregular | Mitigable | Medio plazo | Indirecto |
| Paisaje | Periódico | Inmediatamente | Corto plazo | Directo |
| Socio-econ. | Periódico | Inmediatamente | Corto plazo | Directo |
| Clima | Periódico | Inmediatamente | Corto plazo | Indirecto |
| Patrim. Cult. | Irregular | Inmediatamente | Corto plazo | Indirecto |
| Seres humanos | Irregular | Inmediatamente | Corto plazo | Directo |
| Inter. global | Continuo | A medio plazo | Medio plazo | Directo |

| IMPORTANCIA | CONCLUSIÓN |
|-------------|----------------------|
| -32 → | MODERADO NEGATIVO |
| -44 → | MODERADO NEGATIVO |
| -38 → | MODERADO NEGATIVO |
| -25 → | MODERADO NEGATIVO |
| -18 → | IRRELEVANTE NEGATIVO |
| -24 → | IRRELEVANTE NEGATIVO |
| 30 → | MODERADO POSITIVO |
| -18 → | IRRELEVANTE NEGATIVO |
| -13 → | IRRELEVANTE NEGATIVO |
| -17 → | IRRELEVANTE NEGATIVO |
| -22 → | IRRELEVANTE NEGATIVO |

Tabla 18 Valoración de aspectos en la fase de construcción

Una vez realizada la valoración de impactos sobre los factores analizables, tal y como se puede apreciar se distinguen varios impactos significativos:

- A nivel adverso son destacables los producidos sobre los factores aire, tierra y suelo, agua y flora son debido a los movimientos de tierra, construcción de cimentaciones y conducciones enterradas.
- Los correspondientes a aire, tierra, suelo y agua se catalogan con una misma intensidad dentro de la franja moderado negativo.
- La flora se ve impactada negativamente con una intensidad que fluctúa entre las franjas de moderado negativo.
- Como factor analizado como positivo se distingue al socio – económico debido a la repercusión que tendría en el municipio y la comarca la construcción de la central termosolar de receptor central para la generación de electricidad. Su impacto es considerado como moderado positivo.

El resto de impactos con valoración < 25 han obtenido unos índices que los hace considerar como irrelevantes y por tanto compatibles.

En el siguiente cuadro se valoran cuantitativamente los impactos producidos en el medio ambiente durante la fase de explotación de las instalaciones.

5.3.2. Fase de explotación:

Se emplea el mismo algoritmo matemático para el cálculo de la importancia (Tabla 19):

$$I = \pm(3 \cdot IN + 2 \cdot EX + MO + PE + RV + SI + EF + PR + MC)$$

| FACTORES | NATURALEZA | INTENSIDAD | EXTENSIÓN | MOMENTO | PERSISTENCIA | SINERGIA | ACUMULACIÓN |
|----------------|------------|------------|-----------|-------------|--------------|-------------|-------------|
| Aire | Negativo | Media | Puntual | Medio plazo | Fugaz | Sinérgico | Simple |
| Tierra y suelo | Negativo | Baja | Parcial | Largo plazo | Permanente | Sin sinerg. | Simple |
| Agua | Negativo | Alta | Parcial | Inmediato | Permanente | Sinérgico | Acumulativo |
| Flora | Positivo | Baja | Parcial | Largo plazo | Permanente | Sin sinerg. | Simple |
| Fauna | Negativo | Baja | Puntual | Largo plazo | Fugaz | Sin sinerg. | Simple |
| Paisaje | Negativo | Alta | Parcial | Largo plazo | Permanente | Sin sinerg. | Acumulativo |
| Socio-econ. | Positivo | Media | Parcial | Medio plazo | Temporal | Sin sinerg. | Acumulativo |
| Clima | Positivo | Media | Parcial | Medio plazo | Temporal | Sin sinerg. | Simple |
| Patrim. Cult. | Negativo | Baja | Puntual | Largo plazo | Fugaz | Sin sinerg. | Simple |
| Seres humanos | Negativo | Baja | Puntual | Largo plazo | Fugaz | Sin sinerg. | Simple |
| Inter. global | Negativo | Baja | Puntual | Largo plazo | Fugaz | Sin sinerg. | Simple |

| FACTORES | PERIODICIDAD | RECUPERABILIDAD | REVERSIBILIDAD | EFEECTO |
|----------------|--------------|-----------------|----------------|-----------|
| Aire | Continuo | Inmediatamente | Corto plazo | Directo |
| Tierra y suelo | Irregular | A medio plazo | Medio plazo | Directo |
| Agua | Periódico | Mitigable | Medio plazo | Directo |
| Flora | Continuo | Inmediatamente | Medio plazo | Indirecto |
| Fauna | Irregular | A medio plazo | Corto plazo | Indirecto |
| Paisaje | Continuo | A medio plazo | Corto plazo | Directo |
| Socio-econ. | Continuo | Inmediatamente | Corto plazo | Directo |
| Clima | Continuo | Mitigable | Medio plazo | Indirecto |
| Patrim. Cult. | Irregular | Inmediatamente | Corto plazo | Indirecto |
| Seres humanos | Irregular | Inmediatamente | Corto plazo | Directo |
| Inter. global | Continuo | Inmediatamente | Corto plazo | Directo |

| IMPORTANCIA | CONCLUSIÓN |
|-------------|----------------------|
| -24 | IRRELEVANTE NEGATIVO |
| -23 | IRRELEVANTE NEGATIVO |
| -42 | MODERADO NEGATIVO |
| 22 | IRRELEVANTE POSITIVO |
| -14 | IRRELEVANTE NEGATIVO |
| -37 | MODERADO NEGATIVO |
| 29 | MODERADO POSITIVO |
| 27 | MODERADO POSITIVO |
| -13 | IRRELEVANTE NEGATIVO |
| -16 | IRRELEVANTE NEGATIVO |
| -19 | IRRELEVANTE NEGATIVO |

Tabla 19 Valoración de aspectos en la fase de explotación

Una vez realizada la valoración de impactos, como en el caso anterior, se explican los impactos más significativos:

- Se aprecia claramente que durante esta fase del proyecto el impacto más adverso es el impacto visual que afecta al factor paisaje. La repercusión de la instalación dentro del entorno geográfico es analizada y considerada como moderado negativo. También es significativo la valoración obtenida como moderado negativo el factor agua.
- Se prevé que la explotación de la central termosolar ocasionará beneficios cuantiosos para la comarca. Por ello, se considera como factor impactado positivamente de nuevo el socio – económico, igualmente como moderado positivo. También tiene esta valoración los factores clima y flora en esta fase del proyecto.

El resto de impactos con valoración < 25 han obtenido unos índices que los hace considerar como irrelevantes y por tanto compatibles.

5.4. Interpretación de los resultados

- **Impacto sobre el aire:** en la fase de construcción se incide negativamente en este factor debido principalmente a dos cuestiones: la emisión de material particulado y la producción de ruidos. En la fase de explotación la producción de ruidos es consecuencia de la utilización de maquinaria en el proceso productivo. Estas emisiones se producirán en las turbinas, calderas de vapor, generadores...
- **Impacto sobre el suelo y tierra:** en la fase de construcción como en la de explotación de la actividad se incide negativamente en este factor debido principalmente a dos cuestiones: la producción de residuos y contaminación del suelo, y la erosión del terreno. Asimismo, durante la fase de construcción también se producen dos impactos más: el acondicionamiento y ocupación del suelo, y la construcción de nuevos viales, lo cual hace que la intensidad en esta fase sea mayor.
- **Impacto sobre el agua:** en la fase de construcción se incide negativamente en este factor debido a las necesidades de utilización de agua para el proceso productivo, lo cual implica la construcción de canalizaciones de transporte de agua. Como acciones significativas potencialmente impactantes destacan: la construcción de la red de aguas, interrupción de cursos de agua y posibilidad de vertidos accidentales. En la fase de explotación de la actividad se incide negativamente en este factor debido principalmente al uso y utilización del agua durante el proceso productivo.
- **Impacto sobre la flora:** en la fase de construcción se incide negativamente en este factor debido principalmente a la necesidad técnica de ubicarse en suelo sin obstáculos. La flora existente afectada por la construcción de las canalizaciones, edificios y campo solar, será mínima, debido a las características prácticamente diáfanas de la zona de actuación. En la fase de explotación de la actividad se incide positivamente en este factor debido a la revegetación natural.
- **Impacto sobre la fauna:** en la fase de construcción se incide negativamente pero de forma irrelevante en este factor debido a las siguientes acciones:
 - Producción de ruidos y vibraciones como consecuencia de las labores de construcción de la central eléctrica.
 - Molestias a la fauna local por la presencia de seres humanos.Atendiendo a estos hechos se obtiene una matriz que da como conclusión que el factor fauna se verá impactado como irrelevante negativo.
- **Impacto sobre el patrimonio cultural y bienes materiales:** existirá un grupo de especialistas acreditados previamente durante la fase de construcción de la central, para realizar un seguimiento arqueológico.



- **Impacto sobre los seres humanos:** en la fase de construcción como en la de explotación de la actividad se incide negativamente en este factor debido principalmente a la potencialidad de riesgos existentes:
 - Existencia de riesgos inherentes a la construcción, operatividad y mantenimiento de una planta industrial.
- **Interacción global de los impactos:** análisis de los posibles impactos ambientales producido durante la construcción y explotación del parque solar sobre los factores analizados, no se aprecian interacciones significativas que produzcan una mayoración de los impactos detectados por sí solos.

5.5. Medidas protectoras, correctoras y compensatorias. Programa de vigilancia ambiental

➤ **MEDIDAS PROTECTORAS:**

- ✓ Antes del inicio de los trabajos, se deberán comunicar las medidas correctoras al personal encargado de ejecutar los trabajos de construcción y mantenimiento de la instalación solar termoelectrica.
- ✓ El control de la vegetación se realizará mediante siega o aprovechamiento ganadero. No se podrán utilizar herbicidas.
- ✓ En la instalación eléctrica, para minimizar el riesgo de electrocución para las aves se adoptarán, como mínimo, las medidas técnicas establecidas en el Decreto 47/2004, de 20 de abril, por el que se dictan Normas de Carácter Técnico de Adecuación de las Líneas Eléctricas para la Protección del Medio Ambiente en Andalucía. Se deberán señalar todos los vanos con espirales salvapájaros de un metro de longitud y 30 centímetros de diámetro cada 10 metros al tresbolillo.
- ✓ Si durante la ejecución de la obra se hallasen restos u objetos con valor arqueológico, el promotor y/o la dirección facultativa de la misma paralizarán inmediatamente los trabajos, tomarán las medidas adecuadas para la protección de los restos y comunicarán su descubrimiento en el plazo de cuarenta y ocho horas a la Consejería de Cultura y Turismo (art. 54 de la Ley 2/1999, de Patrimonio Histórico y Cultural de Andalucía).
- ✓ Todas las actividades aquí contempladas se ajustarán a lo establecido al respecto en el Título III de la Ley 2/1999, de Patrimonio Histórico y Cultural de Andalucía, y en el Decreto 93/1997, Regulador de la Actividad Arqueológica en Andalucía.
- ✓ Respecto a la ubicación y construcción, se atenderá a lo establecido en la Normativa Urbanística y Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas.
- ✓ Se comunicará a la Dirección General de Evaluación y Calidad Ambiental la finalización de la fase de construcción antes de la entrada en servicio, con el fin de comprobar y verificar el cumplimiento de las medidas correctoras.

➤ **MEDIDAS CORRECTORAS:**

- **En la fase de construcción:**

Protección de aguas y suelos:

- ✓ Cerramiento o vallado perimetral de toda la superficie donde se van a desarrollar las obras.
- ✓ Construcción de un área específica de unos 200 m² para la realización de las labores de mantenimiento de la maquinaria de obra. Se dispondrá de una solera de hormigón impermeable con cubeto o zanja perimetral para recoger los vertidos líquidos.

Protección del aire:

- ✓ Limitación de la velocidad de circulación de los vehículos en pistas de acceso y zonas de obra para reducir los niveles sonoros y la emisión de polvo.
- ✓ Utilización de maquinaria de construcción que cumpla la directiva CEE, en cuanto a niveles de emisión de ruidos y vibraciones.

Protección del ser humano:

- ✓ Se harán cumplir escrupulosamente las medidas vigentes en materia de prevención de riesgo laborales y seguridad y salud en el trabajo, constituyéndose un equipo técnico que velará por dicho cumplimiento, compuesto de un coordinador de seguridad y salud, un representante del promotor y el jefe de obras de la contrata principal de ejecución, reuniéndose un mínimo de dos veces semanales en el lugar de las obras.

Protección de la fauna:

- ✓ Se realizarán recorridos sistemáticos, previos a la entrada de la maquinaria, para detectar posibles lugares de interés para la fauna, incluyendo la posibilidad de salvaguardar dichos lugares con los medios que se consideren oportunos.⁷

Protección de la flora:

- ✓ Se creará y delimitará una zona de acopio de materiales con la finalidad de minimizar el impacto sobre la flora.

Protección del paisaje:

- ✓ En todas las instalaciones se emplearán materiales y colores que permitan su integración en el entorno.

Protección del patrimonio histórico y cultural:

- ✓ Se contratará una empresa especializada para que realice un estudio arqueológico previo de la zona de obras, y posteriormente, la supervisión de los trabajos de desbroce, desmontes y movimientos de tierras en el área de actuación y en aquellas zonas en las que puedan aparecer restos de carácter arqueológico que no hayan sido caracterizados en superficie.

Gestión de residuos:

- ✓ Una vez terminadas las obras se procederá a la limpieza general de las áreas afectadas, retirando las instalaciones temporales, restos de máquinas y escombros, depositándolos en vertederos controlados e instalaciones adecuadas para su tratamiento.

- **En la fase de funcionamiento:**

Protección de la atmósfera:

- ✓ Se insonorizará la turbina y el generador, además de exigir al suministrador de equipos el cumplimiento del límite normativo. Se considerará el aislamiento que se deriva de los parámetros verticales y techo de los edificios que albergan estos componentes, ya que con los materiales constructivos y aislamientos adecuados se reduce en gran medida el ruido proyectado al exterior.

Protección de suelos y aguas:

- ✓ Se llevará a cabo la construcción de un depósito de biorremediación para el tratamiento de las tierras contaminadas con los derrames del fluido térmico.
- ✓ Las bombas de HTF, los recipientes de expansión del circuito de HTF y las instalaciones para la precipitación de los productos de descomposición, así como todos los depósitos de almacenamiento de sustancias potencialmente contaminantes, dispondrán de soleras de hormigón impermeables con pozos de recogida que estarán diseñados de forma que puedan retener la cantidad total de la sustancia almacenada.

Vertidos:

- ✓ Las aguas con residuos aceitosos/grasos, es decir, aguas contaminadas con aceites de lubricación de cualquier dispositivo de la planta (zona de turbina, subestación transformadora, tanques, etc.) serán enviadas a un separador agua/aceite, del cual se obtendrá, tras la separación, un líquido claro susceptible de ser evacuado.

Protección del ser humano:

- ✓ Se harán cumplir escrupulosamente las medidas vigentes en materia de prevención de riesgos laborales y seguridad y salud en el trabajo, constituyéndose



un equipo técnico que velará por dicho cumplimiento, compuesto de un coordinador de seguridad y salud, un representante del promotor y el jefe de obras de la contrata principal de ejecución, reuniéndose un mínimo de dos veces semanales en el lugar de las obras.

Ruidos:

- ✓ No se permitirá el funcionamiento de ninguna fuente sonora cuyo nivel de recepción externo sobrepase, al límite de propiedad, los 60 dB(A) de día y los 45 dB(A) de noche.

➤ **PLAN DE VIGILANCIA AMBIENTAL:**

Durante la fase de obras se remitirán a la Dirección General de Evaluación y Calidad Ambiental informes trimestrales sobre el progreso de las obras y la aplicación de las medidas protectoras y correctoras.

Una vez en fase de explotación se remitirá a la Dirección General de Evaluación y Calidad Ambiental la siguiente documentación:

- Durante los tres primeros años y con carácter anual, el resultado de los recorridos de campo en el entorno de la línea eléctrica para detectar posibles accidentes por colisión y/o electrocución de aves.
- Informe anual elaborado por el organismo de inspección correspondiente donde se recojan los resultados de las mediciones atmosféricas que se realizarán en la instalación.
- Informe redactado por un técnico cualificado, o equipo multidisciplinar, que incluirá, entre otros aspectos, informes anuales durante todo el periodo de explotación de la instalación, con el fin de evaluar la incidencia de la misma sobre el medio y la efectividad de las medidas correctoras ejecutadas. Los informes se deberán entregar, durante los primeros 15 días de cada año, a la Dirección General de Evaluación y Calidad Ambiental.



5.5. Documento de síntesis

Tras el análisis de los posibles impactos ambientales, durante la explotación de las instalaciones, en el ecosistema en que se ubicará la instalación, no se han apreciado actuaciones que puedan desaconsejar su emplazamiento, habiéndose estudiado las posibles afecciones al medio geofísico y socio-económico.

En cuanto a otras posibles afecciones, tanto visuales, como humos y ruidos no se aprecian problemas que puedan afectar al medio o a las personas que en él habitan. La planta propuesta tiene una previsión de producción 180 GWh de electricidad anual, con lo que contribuye a mitigación del cambio climático con 180000 toneladas de CO₂ que se dejan de emitir a la atmósfera.

Tras analizar todos los factores considerados, se resuelve que construcción y funcionamiento de la planta solar termoeléctrica objeto del presente Estudio Detallado de Impacto Ambiental, es ***VIABLE AMBIENTALMENTE***.

Capítulo 6:

Conclusiones

El Sol es el recurso renovable más abundante, como se ha visto en el primer capítulo. De ahí la necesidad de emplear tecnologías que sean viables desde los puntos de vista técnicos, económicos y ambientales para el aprovechamiento de la radiación solar, así como contribuir a la mitigación de emisiones de CO₂ que son causa del cambio climático. A día de hoy, las centrales solares termoeléctricas constituyen la forma de generación eléctrica con mayores ventajas para los sistemas eléctricos por la estabilidad que aportan y por las características de gestionabilidad que les proporciona sus sistemas de almacenamiento térmico y sus posibilidades de hibridación con biomasa o gas natural.

Las tecnologías empleadas en los proyectos de energías termosolares están muy consolidadas, como se está demostrando acometiendo numerosos proyectos y cada vez de mayor envergadura en todo el mundo. Además las instituciones financieras cada vez adquieren más confianza en este tipo de proyectos y los financian, comprobando que, a medida que pasa el tiempo, el riesgo de la inversión se ve disminuido por los buenos resultados que están cosechando estas plantas.

La inversión realizada en España por las empresas para la puesta en funcionamiento de centrales termosolares asciende ya a cerca de 2.500 millones de euros, estando conectados a la red alrededor de 800 MWe. Además, las previsiones para los próximos años es que la inversión acumulada rondará los 15.000 millones de euros en el año 2013. Por ello, España es líder a nivel mundial en este tipo de tecnologías dada su privilegiada situación geográfica por lo que la ejecución de este tipo de proyectos consolida su posición de liderazgo.



Así se presenta este Proyecto Fin de Carrera, con el que se pretende dar a ver la situación actual en la que se encuentra el sistema energético mundial de forma general y en concreto un estudio detallado de las centrales termosolares de receptor central. En este proyecto se detalla la legislación vigente, los componentes, la metodología y consideraciones que hay que tener en cuenta en el diseño de una planta termosolar que emplee esta tecnología, así como los cálculos necesarios para la demostración de la viabilidad de este tipo de plantas.

Para el estudio de la viabilidad técnica se ha escogido la planta PS10 de Sevilla, de 11 MWe. Queda demostrada teóricamente la viabilidad de esta planta con los cálculos correspondientes de rendimiento, calor y trabajo tanto desde un punto de vista ideal como considerando las principales irreversibilidades y pérdidas. El dato más relevante es el del rendimiento teórico (28.04 %) que se asemeja mucho al rendimiento real que se obtiene de este tipo de plantas, que ronda el 20%.

Para el estudio de la viabilidad económica y ambiental se ha escogido una planta ficticia de 50MWe de la que se han calculado los principales parámetros de estudio, localizada en el desierto de Tabernas, Almería. Esta planta consta de 2228 helióstatos, sales fundidas como fluido de trabajo y 6 horas de almacenamiento. El sistema de almacenamiento permite a la planta producir electricidad en ausencia de radiación solar. Este sistema confiere a la planta una gran capacidad de adaptarse ante los transitorios derivados de la aparición de nubes o ante la demanda de electricidad tras la puesta del sol.

Desde el punto de vista económico, la puesta en marcha de la planta requeriría una inversión de 300.000.000 €. Tras el análisis económico completo, la forma de demostrar la viabilidad económica es por medio de indicadores económicos como el VAN y la TIR. El valor más significativo que demuestra la viabilidad de un proyecto de tal envergadura es la rentabilidad que va a producir el mismo (la TIR), que proporciona un valor del 13.23 %.

El impacto medioambiental es muy positivo. Por una parte estas centrales amortizan en menos de 1 año la energía necesaria en la construcción e instalación de todos sus componentes. Y por otra parte durante sus cuarenta años de vida evitará la producción de 108.000 toneladas de CO₂ anuales, contribuyendo a la mitigación emisiones que son las causantes del efecto invernadero.

Capítulo 7:

Bibliografía y referencias

- Apuntes de la asignatura Ingeniería Térmica II.
- Apuntes de la asignatura Oficina Técnica.
- Apuntes de la asignatura Análisis de los estados económicos, financieros y costes.
- “Fundamentos de termodinámica técnica”, de Michael J. Moran y Howard N. Shapiro.
- “La electricidad solar térmica, tan lejos, tan cerca”, de Valeriano Ruiz Hernández.
- “Tecnología solar”, de M. Ibañez Plana, J. R. Rosell Polo y J. I. Rosell Irrutia.
- “Construcción y puesta en marcha de centrales termosolares”, de Santiago García Garrido.
- “Sistema de Vapor”, de Santiago García Garrido.
- “Solar Thermal Power Plants”, de Santiago García Garrido.

Referencia de páginas web:

- Biblioteca de la Universidad Nacional de la Educación a Distancia: <http://www.uned.es/biblioteca/energiarenovable>
- Instituto para la diversificación y ahorro de energía: www.idae.es
- Statistical Review of World Energy 2010, de BP: www.bp.com
- Fundación española para la ciencia y tecnología: www.fecyt.es



- Diseño de helióstato: www.energuia.com
- Operación y Mantenimiento en plantas de energía: <http://www.opex-energy.com/index.html>
- BCB Informática y Control: www.bcb.es
- Energías renovables: www.energias-renovables.com
- Centro Nacional de Energías Renovables: www.cener.es
- Planta termosolar GEMASOLAR: www.torresolenergy.com
- Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas: www.ciemat.es
- Abengoa: www.abengoasolar.com